3. Характеристика состояния и проблем коммунальной инфраструктуры

3.1.Характеристика состояния и проблем в системе электроснабжения.

3.1.1. Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями и потребителями.

Энергосистема городского округа город Нижний Новгород входит в единую энергосистему Нижегородской области, которая входит в состав объединенной энергетической системы Средней Волги, располагающейся на территории Приволжского федерального округа и включающей, помимо энергосистемы Нижегородской области, энергосистемы Республики Марий Эл, Республики Мордовия, Пензенской области, Самарской области, Саратовской области, Чувашской Республики, Ульяновской области и Республики Татарстан.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Нижегородской области осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское ДУ.

Зона охвата централизованным электроснабжением составляет 100 % от суммарной площади Нижегородской области.

Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей (ПМЭС) осуществляет на территории Нижегородской области передачу электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

Схема системы электроснабжения Нижегородской области отражена на рисунке 3.1.1. и городского округа город Нижний Новгород на рисунке 3.1.2.

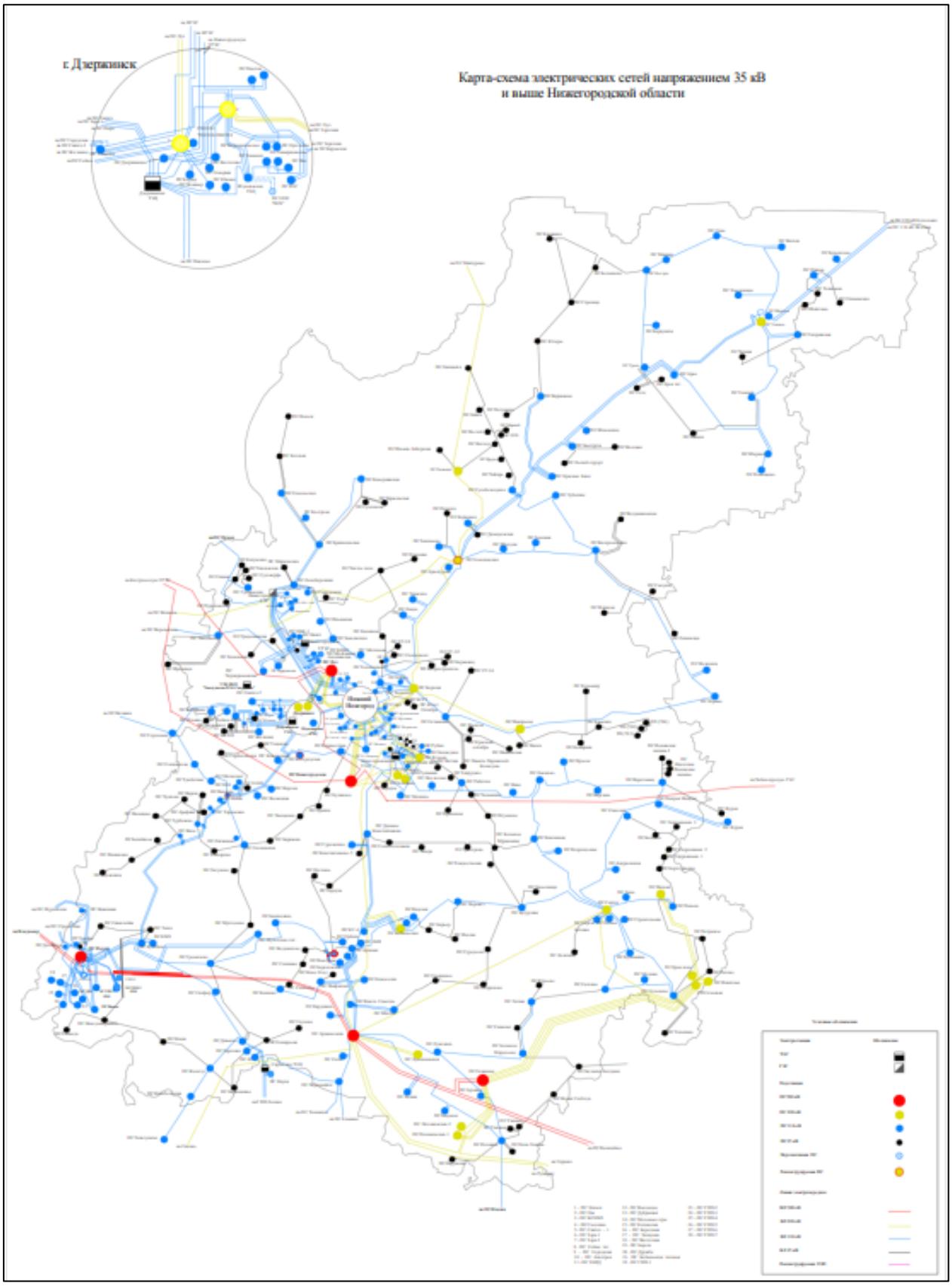
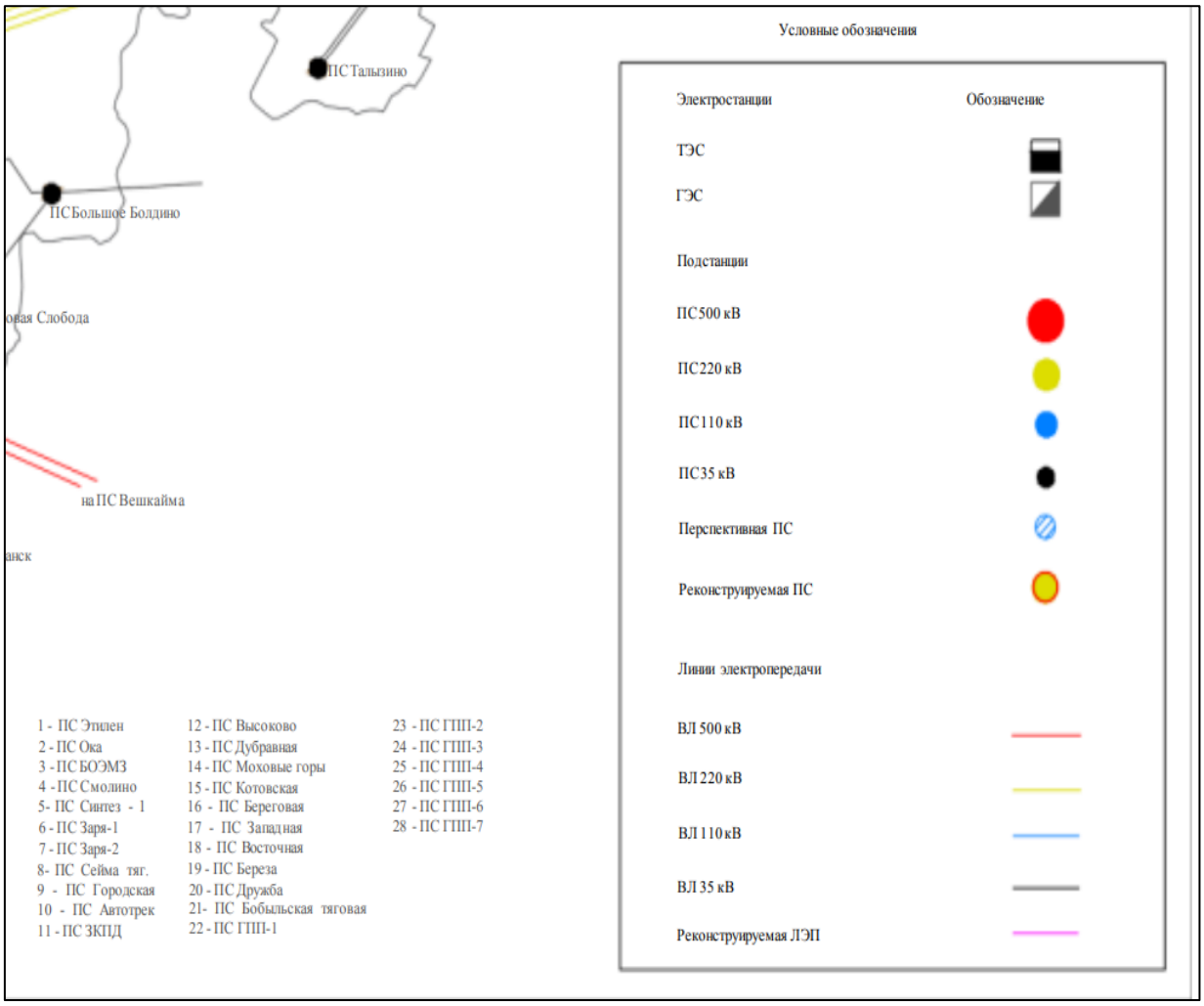


Рисунок 3.1.1 - Схема системы электроснабжения Нижегородской области



Продолжение рисунка 3.1.1. - Условные обозначения

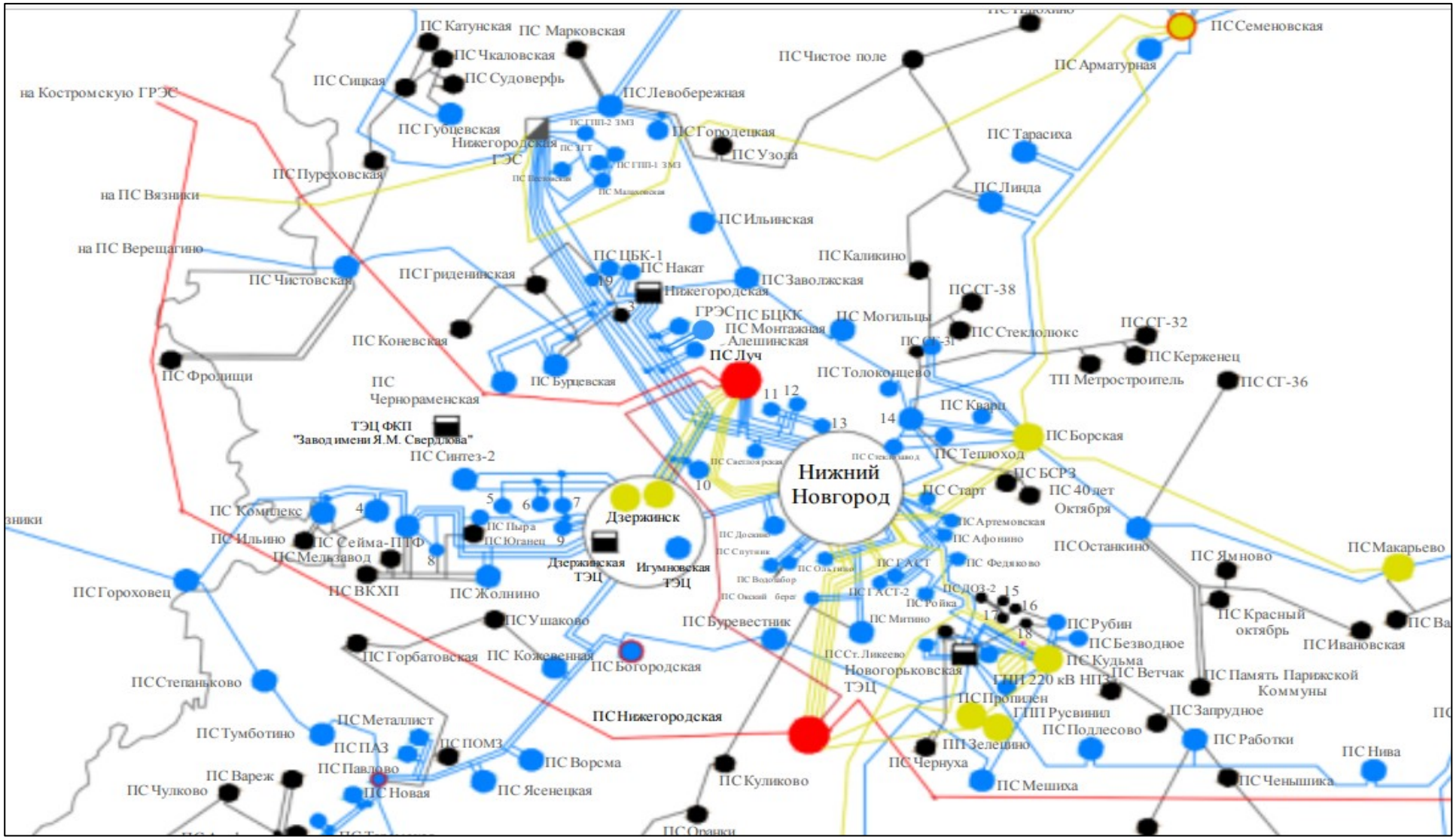


Рисунок 3.1.2 - Схема системы электроснабжения городского округа город Нижний Новгород

К крупным генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Нижегородской области, относятся:

- Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»;
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»;
- АО «Волга»;
- Филиал ПАО «РусГидро» – «Нижегородская ГЭС»;
- АО «Саровская Генерирующая Компания»
- ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова».

На территории городского округа Нижний Новгород осуществляют деятельность - Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» и ООО «Автозаводская ТЭЦ», входящая в группу компаний «Волгаэнерго».

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области составила 2739,622 МВт., в том числе городского округа город Нижний Новгород 830 МВт.

Структура установленной электрической мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области по состоянию на 1 января 2021 г. (по данным АО «СО ЕЭС») представлена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Структура установленной электрической мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области

№ п/п	Наименование объекта	Зона обслуживания	На 01.01.2021		На 01.01.2022	
			Установленная мощность, МВт	Доля, %	Установленная мощность, МВт	Доля, %
1	2	3	4	5		
1	ТЭС, т.ч.:		2209,122	80,86	2061,122	75,24
1.1.	Автозаводская ТЭЦ	энергоснабжение автомобилестроительного предприятия ПАО «Горьковский автомобильный завод», а также жилищно-коммунального сектора г. Нижнего Новгорода.	480	17,57	480	17,52
1.2.	Сормовская ТЭЦ	обеспечение тепловой энергией потребителей Сормовского, Московского и Канавинского районов г. Нижнего Новгорода	350	12,81	350	12,78
1.3.	Дзержинская ТЭЦ	снабжение паром и горячей водой предприятий и жилых микрорайонов г. Дзержинска.	565	20,68	565	20,62
1.4.	Новогорьковская ТЭЦ	электро/тепло/пароснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий и населения г.Кстов.	557	20,39	557	20,33
1.5.	Саровская ТЭЦ	электроснабжение потребителей г. Сарова	106,573	3,9	106,573	3,90
1.6.	ГПЭС ООО «Инженерный центр»	обеспечение тепло- и электроснабжение жилищно-коммунального сектора г. Бор.	2,549	0,09	2,549	0,09
2	ЭСПП, в т.ч.		148		148	5,40
2.1.	ТЭЦ ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова	обеспечение тепло- и электроснабжение ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова».	36	1,32	36	1,31
2.2.	Нижегородская ГРЭС	тепло- и электроснабжение промышленных предприятий и населения г. Балахны и пос. Правдинск	112	4,1	112	4,09
3.	ГЭС, в т.ч.:		523	19,14	530,5	19,36
3.1.	Нижегородская ГЭС	город Заволжье в Городецком районе Нижегородской области	523	19,14	530,5	19,36
	ВСЕГО, в т.ч.:		**2732,122**	**100**	**2739,622**	**100**

№ п/п	Наименование объекта	Зона обслуживания	На 01.01.2021		На 01.01.2022	
			Установленная мощность, МВт	Доля, %	Установленная мощность, МВт	Доля, %
1	2	3	4	5		
	городской округ город Нижний Новгород		830	30,38	830	30,30

На территории Нижегородской области осуществляют деятельность на розничном рынке по продаже электрической энергии 4 гарантирующих поставщика:

- АО «Волгаэнергосбыт»;
- АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород».

Зоны деятельности гарантирующих поставщиков определены в соответствии с решением региональной службы по тарифам Нижегородской области от 23 октября 2006 г. № 11/1 «О согласовании границ зон деятельности гарантирующих поставщиков на территории Нижегородской области».

Зона деятельности АО «Волгаэнергосбыт» определяется границами балансовой принадлежности электрических сетей ПАО «ГАЗ» и границами эксплуатационной ответственности электрических сетей ООО «Электросети» и АО «ЭСК».

Зона деятельности ООО «Русэнергосбыт» определяется границами балансовой принадлежности электрических сетей ОАО «РЖД» на территории Нижегородской области по снабжению электрической энергией потребителей (юридических и физических лиц), энергопринимающие устройства которых технологически присоединены к электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании ОАО «РЖД».

Зона деятельности АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ», г. Саров Нижегородской области –на территории Нижегородской области в пределах закрытой зоны г. Сарова (в границах балансовой принадлежности электрических сетей АО «Саровская Электросетевая Компания», г. Саров Нижегородской области).

Зона деятельности ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород» – вся территория Нижегородской области за исключением зон действия ООО «Русэнергосбыт», АО «Обеспечение РФЯЦ–ВНИИЭФ»г. Саров, АО «Волгаэнергосбыт».

Территория городского округа Нижний Новгород входит в зону обслуживания АО «Волгаэнергосбыт».

Электроснабжение потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется от двух электрических подстанций мощностью 220/110/10 ПС «Заречная» и ПС «Нагорная», с последующей передачей от 33 подстанций мощностью 110/27,5/6,6, 110/10/6, 110/10, 110/6 по районам городского округа.

Основная часть электрических подстанций и электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ принадлежит ПАО «Россети Центр и Приволжье».

На территории города Нижнего Новгорода осуществляют свою деятельность 46 территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям (согласно сведениям, размещенным на сайте Региональной службы по тарифам Нижегородской области).

К наиболее крупным из них относятся:

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Нижегородское ПМЭС;
- Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»;
- ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»;

- ООО «Специнвестпроект»;
- АО «Энергосетевая компания»;
- ООО «Электросети»;
- ООО «Нижегородская электросетевая компания;
- -Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала «Трансэнерго» ОАО «РЖД».

На территории Нижегородской области на основании сведений территориальных сетевых организаций осуществляют деятельность 10 крупных потребителей электрической энергии, из них 4 крупных потребителя на территории городского округа город Нижний Новгород.

Среди них доминируют промышленные предприятия, в том числе – предприятия обрабатывающей промышленности, предприятия химии и нефтепереработки, целлюлозно-бумажных производств, а также транспортного машиностроения и связанных с ним производств, включая предприятия оборонно-промышленного комплекса и металлургии.

Потребление электрической энергии и фактические значения максимального потребления электрической мощности крупных потребителей электрической энергии Нижегородской области представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Потребление электрической энергии и фактические значения максимального потребления электрической мощности крупных потребителей электрической энергии Нижегородской области

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч			Максимум фактической нагрузки, МВт		
			2019	2020	2021	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» (Кстовский муниципальный район)	Нефтехимия	1001,37	862,025	1001,36	128	118	-
2	ОАО «РЖД», Нижний Новгород	Транспорт	726,016	612,992	685,753	-	-	-
3	Группа «ГАЗ», Нижний Новгород	Транспортное машиностроение	1184,82	1140,76	1228,08	-	-	-
4	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (Нижегородская область)	Транспорт	2177,2	1584,52	1538,63	249	259	-
5	АО «Волга» (г. Балахна)	ЦБ производство	793,425	816,27	906,307	115	115	-
6	АО «Транснефть – Верхняя Волга» в границах Нижегородской области	Транспорт	464,453	312,338	387,315	-	-	-
7	АО «Сибур-Нефтехим» (г.Дзержинск)	Нефтехимия	188,861	181,507	-	24	25	-
8	ПАО «Русполимет» (г.Кулебаки)	Металлургия	101,6	101,535	112,782	18	19	-
9	АО «Теплоэнерго», Нижний Новгород	Производство и распределение ЭЭ, газа и воды	-	-	29,003	-	-	-
10	ФКП «Завод им. Я.М.Свердлова» (г.Дзержинск)	Прочие обрабатывающие производства	66,4318	70,927	82,125	-	-	-

Потребители электрической энергии заключают договоры энергоснабжения с гарантирующим поставщиком или независимыми энергоснабжающими организациями. Потребители электрической энергии (юридические лица), а также гарантирующий поставщик и энергоснабжающие организации в целях исполнения обязательств по договорам энергоснабжения заключают договоры на передачу электрической энергии с территориальными сетевыми организациями по единым котловым тарифам, устанавливаемым на территории Нижегородской области Региональной службой по тарифам Нижегородской области. Гарантирующий поставщик приобретает электрическую энергию на оптовом рынке электрической энергии. Юридические лица

оплачивают стоимость потребленной электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам на электрическую энергию (мощность) по шести ценовым категориям (ежемесячно рассчитываемым гарантирующим поставщиком). Взаимоотношения территориальных сетевых организаций по передаче электрической энергии, в случае наличия смежных точек поставки электрической энергии, регулируются в рамках индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Население и приравненные к нему категории потребителей заключают договоры энергоснабжения с гарантирующим поставщиком или энергоснабжающими организациями. Оплата потребленной электрической энергии осуществляется по регулируемым тарифам, пересматриваемым Региональной службой по тарифам Нижегородской области на ежегодной основе (с 1 июля).

Потенциал энергосбережения в городском округе город Нижний Новгород по всем направлениям деятельности оценивается как достаточно высокий.

3.1.2. Анализ существующего технического состояния системы электроснабжения

3.1.2.1.Анализ эффективности и надежности источников электроснабжения.

Технические параметры.

Электроснабжение городского округа город Нижний Новгород осуществляется от двух электростанций - Автозаводская ТЭЦ и Сормовская ТЭЦ.

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород составила 830 МВт.

Характеристика существующих электростанций городского округа Нижний Новгород:

ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Автозаводская ТЭЦ – одно из ключевых энергетических предприятий г. Нижнего Новгорода. Автозаводская ТЭЦ расположена в Автозаводском районе г. Нижнего Новгорода по адресу пр. Ленина, 88. Введена в эксплуатацию 4 ноября 1931 г. С октября 2004 года входит **в группу компаний «Волгаэнерго»,** которая находится под управлением крупнейшей независимой энергетической компании АО «ЕвроСибЭнерго».

На Автозаводской ТЭЦ с 1 января 2021 г. выведен из эксплуатации ТА № 6 установленной мощностью 25 МВт.

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность Автозаводской ТЭЦ составила 480 МВт.

Автозаводская ТЭЦ предназначена для энергоснабжения крупнейшего автомобилестроительного предприятия ПАО «Горьковский автомобильный завод», входящего в Группу «ГАЗ», а также жилищно-коммунального сектора г. Нижнего Новгорода.

Основные технико-экономические показатели работы Автозаводской ТЭЦ за 2017- 2021 годы представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Основные технико-экономические показатели работы Автозаводской ТЭЦ

№п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	**2**	3	4	5	6	7	8
	Автозаводская ТЭЦ						
1	Установленная электрическая мощность	МВт	580	580	515	505	480
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	1 562,20	1 877,20	1 600,50	1 695,30	1831,7

№п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	**2**	3	4	5	6	7	8
2	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	439,7	622	369,4	459,3	555,0
	тоже в % от суммарной выработки	%	28,1	33,1	23,1	27,1	30,3
3	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	1 319,20	1 619,40	1 362,60	1 452,90	1578,8
4	Расход электроэнергии на собств. нужды, всего	млн кВт·ч	250,8	254,2	228,4	235,2	244,1
	тоже в % от суммарной выработки	%	16,1	13,5	14,3	13,9	13,3
	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	115,6	130,7	108,4	118	123,7
5	Удельный расход электроэнергии на собств. нужды на производство электроэнергии	%	7,4	7,00	6,8	7,0	6,8
6	Число часов использования электрической мощности	ч	2 693	3 237	3 106	3 357	3816

Сормовская ТЭЦ

Сормовская ТЭЦ – одно из ключевых предприятий энергетики в г. Нижнем Новгороде. Площадка Сормовской ТЭЦ расположена по адресу г. Нижний Новгород ул. Коминтерна, 45. Входит в состав **филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».** Сормовская ТЭЦ была введена в эксплуатацию в 1974 году. В 1981 году вошла в строй вторая очередь.

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность Сормовской ТЭЦ составила 350 МВт.

Сормовская ТЭЦ предназначена для обеспечения тепловой энергией потребителей Сормовского, Московского и Канавинского районов г. Нижнего Новгорода.

Основные технико-экономические показатели работы Сормовской ТЭЦ за 2017- 2021 годы представлены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Основные технико-экономические показатели работы Сормовской ТЭЦ

№п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
	Сормовская ТЭЦ						
1.	Установленная электрическая мощность	МВт	350	350	350	350	350
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	676,037	789,681	737,699	658,955	855,029
2.	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	218,357	280,312	283,609	192,768	305,307
	тоже в % от суммарной выработки	%	32,3	35,5	38,45	29,25	35,71
3.	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	576,197	681,975	631,137	556,56	737,867
	Расход электроэнергии на собств. нужды, всего	млн кВт·ч	99,839	107,706	106,562	102,393	117,162
	тоже в % от суммарной выработки	%	14,77	13,64	14,45	15,54	13,70
4.	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	46,293	53,873	54,9	47,263	57,143
5.	**Удельный расход электроэнергии на** собств. нужды на производство электроэнергии	%	6,85	6,82	7,44	7,17	6,68
6.	Число часов использования электрической мощности	ч	1932	2256	2108	1883	2443

Сводные технико-экономические показатели работы электростанций городского округа Нижний Новгород (Автозаводская ТЭЦ и Сормовская ТЭЦ) отражены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 - Сводные технико-экономические показатели работы электростанций городского округа Нижний Новгород

№п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
	ИТОГО по г.о. город Нижний Новгород						
1.	Установленная электрическая мощность	МВт	930	930	865	855	830
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	2238,237	2666,881	2338,199	2354,255	2686,729
2.	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	658,057	902,312	653,009	652,068	860,307
	тоже в % от суммарной выработки	%	29,40	33,83	27,93	27,70	32,02
3.	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	1895,397	2301,375	1993,737	2009,46	2316,667
	Расход электроэнергии на собств. нужды, всего	млн кВт·ч	350,639	361,906	334,962	337,593	361,262
	тоже в % от суммарной выработки	%	15,67	13,57	14,33	14,34	13,45
4.	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	161,893	184,573	163,3	165,263	180,843
5.	**Удельный расход электроэнергии на** собств. нужды на производство электроэнергии	%	7,23	6,92	6,98	7,02	6,73
6.	Число часов использования электрической мощности	ч	2312,5	2746,5	2607	2620	3129,5

Сводные данные о составе и параметрах генерирующего оборудования электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород Нижегородской области по состоянию на 1 января 2022 г. представлены в таблице 3.1.6.

Таблица 3.1.6 - Сводные данные о составе и параметрах генерирующего оборудования электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород по состоянию на 1 января 2022 г.

ст.№	Электростанция и месторасположение объектов генерации	Энергоблок (с указанием типов оборудования)	Год ввода (реконструкции)	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
ООО «Автозаводская ТЭЦ»				
1	Автозаводская ТЭЦ, 603004, г Нижний Новгород, пр. Ленина, 88	Т-100-130	1965	100
2		Т-100-130	1966	100
3		ПТ-60-130/13*	1974	60
4		ПТ-60-130/13	1976	60
5		ПТ-60-130/13	1976	60
6		Т-100/120-130-3	1978	100
Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»				
1		ПТ-65/75-130/13	1974 (2010)	65

ст.№	Электростанция и месторасположение объектов генерации	Энергоблок (с указанием типов оборудования)	Год ввода (реконструкции)	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
2	Сормовская ТЭЦ, Нижегородская область, Городской округ город Нижний Новгород	ПТ-65/75-130/13	1975 (2010)	65
3		Т-100/120-130-3	1978	110
4		Т-110/120-130-4	1981	110

* - распоряжением Правительства Российской Федерации от 7 февраля 2020 г. № 232-р на Автозаводской ТЭЦ турбогенератор ст. № 9 включен в утвержденный перечень генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов в 2025 году. На Автозаводской ТЭЦ с 1 марта 2024 г. до 1 апреля 2025 г. будет проводиться модернизация турбины ст. № 9 с заменой цилиндра высокого давления и модернизация цилиндра среднего и низкого давления, комплексная замена генератора ст. № 9. Установленная мощность после реализации мероприятий не изменится.

Структура выработки электроэнергии в Нижегородской области по типам электростанций и видам собственности за 2019 - 2021 годы представлена в таблице 3.1.7.

Таблица 3.1.7 - Структура выработки электроэнергии в Нижегородской области по типам электростанций и видам собственности за 2019 - 2021 годы

№ п/п	Тип электро-станций	Генерирующие компании	Наименование электростанции	Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч		
				2019г	2020г	2021
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭС	Филиал «Нижегородский «ПАО «Т плюс»	Новогорьковская ТЭЦ	2,8105	3,4529	3.4074
			Сормовская ТЭЦ	**0,7377**	**0,659**	**0.855**
			Дзержинская ТЭЦ	1,5803	1,6261	1.6295
2		АО «Волга»	Нижегородская ГРЭС	0,7311	0,6708	0.75
3		ООО «Автозаводская ТЭЦ»	**Автозаводская ТЭЦ**	**1,6005**	**1,6953**	**1.8317**
4		АО «Саровская Генерирующая Компания»	Саровская ТЭЦ	0,442	0,4639	0.4852
5		ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»	ТЭЦ ФКП «Завод имени **Я.М. Свердлова**	0,0664	0,0732	0.0905
6		ООО «Инженерный центр»	ГПЭС ООО «Инженерный центр»	0,0133	0,0183	0.0233
7	ГЭС	Филиал ПАО «РусГидро» – «Нижегородская ГЭС»	Нижегородская ГЭС	1,7726	2,3551	1.7974
8	Суммарная выработка электроэнергии электростанциями Нижегородской области			9,7545	11,0146	10.8700
		в том числе				
9		г.о. город Нижний Новгород		2,3382	2,3543	2,6867

На территории городского округа город Нижний Новгород располагаются:

- две электрических подстанций мощностью 220/110/10 - ПС «Заречная», обеспечивающая электроэнергией Заречную часть города Нижнего Новгорода, и ПС «Нагорная», обеспечивающая электроэнергией Нагорную часть города Нижнего Новгорода.
- 31 подстанций (ПС) мощностью 110/27,5/6,6, 110/10/6, 110/10, 110/6, в том числе 1 главная понизительная подстанция (ГПП).;
- 69 трансформаторов (Т) общей мощностью 2.877 МВА.

Суммарная установленная мощность трансформаторов на ПС городского округа город Нижний Новгород составляет 2 877 МВА, в том числе:

- 1 000 МВА на напряжение 220/100/10 кВ,
- 50 МВА на напряжение 110кВ,
- 168 МВА на напряжение 110/27,5/6,6 кВ;

- 435 МВА на напряжение 110/10/6 кВ;
- 266 МВА на напряжение 110/10 кВ;
- 958 МВА на напряжение 110/6 кВ.

Большая часть ТП находится в эксплуатации более 30 лет. Многие трансформаторы выработали свой гарантийный ресурс. Срок эксплуатации продлевается на основании проведенного технического освидетельствования. Все ТП находятся в рабочем техническом состоянии.

Сводная информация об объектах электросетевого хозяйства в городском округе Нижний Новгород в разрезе районов обслуживания (по данным Нижегородского ПМЭС, филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», Горьковской дирекцией по энергообеспечения филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, ООО «Специнвестпроект», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО», АО «Верхне-Волжская энергетическая компания», ООО «Электросети») по состоянию на 1 января 2021 г. представлена в таблице 3.1.8.

Таблица 3.1.8- Перечень основных подстанций энергосистемы городского округа Нижнего Новгорода, их сводные данные и техническое состояние оборудования

№ п/п	Подстанция (Диспетчерское наименование)	Место расположения	Полный класс напряжения, кВ	Проектный высший класс напряжения (рабочее высшее напряжение), кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Класс напряжения	Мощность, МВхА	Год ввода	Техническое состояние оборудования	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ЗАРЕЧНАЯ ЧАСТЬ												
	Ленинский район												
1	ПС 220 кВ Заречная	Нижегородская область, г.Нижний Новгород, Ленинский район, улица Удмуртская, д. 41г	220/110/10	220	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220/110/10	200	2012	рабочий	2037	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС
					АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110/10		200	2012	рабочий	2037	-	
2	ПС 110 Кировская	г.Н.Новгород, Ленинский р-он, ул. Ильменская, д.2В	110/6	110	Т-1	ТДТГ- 31,5/110	110/6	31,5	1960	удовл.	1985	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДТНГ-31,5/110		31,5	1960	удовл.	1985	2021	
3	ПС 110 Ленинская	г.Н.Новгород, Ленинский р-он, ул. Глеба Успенского,д.1Б	110/6	110	Т-1	ТРДН- 25/110	110/6	25	1994	удовл.	2019	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТД-16/110		16	1971	удовл.	1996	2021	
4	ПС 110 Молитовская	г.Н.Новгород, Ленинский р-он, ул.Электрическая,д.2Б	110/6	110	Т-2	ТРДН- 40/110	110/6	40	1970	удовл.	1995	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-3	ТРДН- 32/110		32	1968	удовл.	1993	2021	
5	ПС 110 кВ Щербинки	Нижний Новгород, Ленинский р-он, ул. Ларина, д.7.	110/6	110	Т-1	ТДН- 15000/110	110/6	15	1969	удовл.	1994	2023	АО «ВВЭК»
					Т-2	ТДН-15000/110	110/6	15	1969	удовл.	1994	2023	
6	ПС 110 кВ Чермет	г.Н.Новгород, Ленинский р-он, ул.Вторчермета, 1	110/6	110	Т-1	ТДН-15000/110/6	110	15	1972	удовл.	-	2022	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»
					Т-2	ТДН-16000/110/6		16					
7	ГПП 110кВ Фреза	г.Н.Новгород, Ленинский р-он, ул.Памирская д,11	110/10/6	110	Т-1	ТРДНФ-20000/110-у1	110	20	2009	Хор.	2034	-	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»
					Т-2	ТРДНФ-20000/110-у1		20					

№ п/п	Подстанция (Диспетчерское наименование)	Место расположения	Полный класс напряжения, кВ	Проектный высший класс напряжения (рабочее высшее напряжение), кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Класс напряжения	Мощность, МВхА	Год ввода	Техническое состояние оборудования	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
8	ПС 110 Заводская	Городской округ город Нижний Новгород, Ленинский р-он, ул. Интернациональная	110	110	Т-1	ТРДН-25000/110	110/6/6	25	2005	удовл.	2030	–	ООО «Специнвестпроект»
					Т-2	ТРДН-25000/110		25		удовл.			
	Сормовский район												
9	ПС 110 Варя	г.Н.Новгород, Сормовский р-он,ул.Коминтерна, 45	110/6	110	Т-1	ТДН- 16/110	110/6	16	2008	хор.	2033	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДН- 16/110		16	2008	хор.	2033	2021	
10	ПС 110 Левинка	г.Н.Новгород, Сормовский р-он, Ул.Щербакова, д.43А	110/6	110	Т-1	ТДН- 16/110	110/6	16	1975	удовл.	2000	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДГВ- 15/110		15	1963	удовл.	1988	2021	
11	ПС 110 Светлоярская	г.Н.Новгород, Сормовский р-он,Ул.Мокроусова, д.2Б	110/6	110	Т-1	ТРДН- 40/110	110/6	40	1987	удовл.	2012	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	1978	удовл.	2003	2021	
12	ПС 110 Старосормовская	г.Н.Новгород, Сормовский р-он, Переулок Пензенский, д.17	110/6	110	Т-1	S-W 32000/110	110/6	32	1961	удовл.	1986	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДГ- 31,5/110		31,5	1956	удовл.	1981	2021	
13	ПС-110 Высоково	г.Нижний Новгород Сормовский район	110/27,5/6,6	110	Т-1	ТДТНГЭ-31500/110/27,5/6,6	110	31,5	1962	исправен	2001	2021	Горьковская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»
					Т-2	ТДТНГЭ-31500/110/27,5/6,6	110	31,5	1961	исправен	2001	2021	
	Автозаводский район												
14	ПС 110 Доскино	Нижний Новгород, Автозаводский р-он,п.Совхоз	110/10	110	Т-1	ТДТН-16000/110	110/10	16	1986	удовл.	2011	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДН- 10000/110		10	1966	удовл.	1991	2021	

№ п/п	Подстанция (Диспетчерское наименование)	Место расположения	Полный класс напряжения, кВ	Проектный высший класс напряжения (рабочее высшее напряжение), кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Класс напряжения	Мощность, МВхА	Год ввода	Техническое состояние оборудования	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Доскино, ул.Заслонова											
15	ПС 110 Водозабор	г.Н.Новгород, Автозаводский р-он,ул.Шнитникова, д.19А	110/6	110	Т-1	ТДН- 15/110	110/6	15	1968	удовл.	1993	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДН- 16/110		16	1979	удовл.	2004	2021	
16	ПС 110 Соцгород	г.Н.Новгород, Автозаводский р-он, ул.Красных парти- зан, д.29	110/6	110	Т-1	ТРДН- 40/110	110/6	40	2018	хор.	2043	-	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	1975	удовл.	2000	2021	
17	ПС 110 Спутник	г.Н.Новгород, Автозаводский р-он,ул.Коломенская ,д.8Б	110/6	110	Т-1	ТРДН- 25/110	110/6	25	2001	хор.	2026	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 32/110		32	1998	хор.	2023	2021	
	Канавинский район												
18	ПС 110 Канавинская	г.Н.Новгород, Канавинский р-он, ул.Гордеевская, д.5Б	110/6	110	Т-1	ТДН- 31,5/110	110/6	31,5	1968	удовл.	1993	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	1976	удовл.	2001	2021	
19	ПС 110 Стрелка	г.Н.Новгород, Канавинский р-он, ул.Сергея Акимова,56	110/10	110	Т-1	ТРДН- 40/110	110/10	40	2014	хор.	2039	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	2014	хор.	2039	2021	
20	ПС-110 Сортировочная	г.Нижний Новгород Канавинский район	110/27 ,5/6,6	110	Т-1	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6,6	110	40	2002	исправен	2042		Горьковская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»
					Т-2	ТДТНЖ-40000/110/6,6	110	25	2002	исправен	2042		
					Т-3	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6,6	110	40	2003	исправен	2043		
	Московский район												
21				110	Т-1	ТРДН- 25/110		25	1982	удовл.	2007	2021	

№ п/п	Подстанция (Диспетчерское наименование)	Место расположения	Полный класс напряжения, кВ	Проектный высший класс напряжения (рабочее высшее напряжение), кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Класс напряжения	Мощность, МВхА	Год ввода	Техническое состояние оборудования	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ПС 110 Мещерская	г.Н.Новгород, Московский р-он, ул.Бурнаковская, д.2А	110/10/6		Т-2	ТДТН- 25/110-У1	110/10/6	25	2016	хор.	2041	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
22	ПС 110 Новосормовская	г.Н.Новгород, Московский р-он, Проспект Героев , д.56А	110/6	110	Т-1	ТРНДЦН-40/25/110	110/6	40	1989	удовл.	2014	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРНДЦН-40/25/110		40	1989	удовл.	2014	2021	
	НАГОРНАЯ ЧАСТЬ												
	Приокский район												
23	ПС 220 кВ Нагорная	Нижегородская область, г.Нижний Новгород, Приокский район, шоссе Анкудиновское, д.42	220/110/10	220	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220/110/10	200	1977	рабочий	2002	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС
					АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110/10		200	1981	рабочий	2006	-	
					АТ-3	АТДЦТН-200000/220/110/10		200	2011	рабочий	2036	-	
24	ПС 110 Кузнечиха	г.Н.Новгород, Приокский р-он., деревня Кузнечиха	110/10	110	Т-1	ТРДН- 40/110	110/10	40	2008	хор.	2033	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	2008	хор.	2033	2021	
25	ПС 110 Мыза	г.Н.Новгород, Приокский р-он,ул.Шапошникова, д.№11Г	110/6	110	Т-1	ТРДН- 40/110	110/6	40	2003	хор.	2028	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	1985	удовл.	2010	2021	
26	ПС 110 Ольгино	г.Н.Новгород, Приокский р-он, Пр-т Гагарина, д.121А	110/6	110	Т-1	ТДН- 16/110	110/6	16	1978	удовл.	2003	2025	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДН- 16/110		16	1981	удовл.	2006	2025	
	Нижегородский район												
27			110/6	110	Т-1	ТДН- 10/110	110/6	10	1975	удовл.	2000	2021	

№ п/п	Подстанция (Диспетчерское наименование)	Место расположения	Полный класс напряжения, кВ	Проектный высший класс напряжения (рабочее высшее напряжение), кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Класс напряжения	Мощность, МВхА	Год ввода	Техническое состояние оборудования	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ПС 110 Артемовская	г.Н.Новгород, Нижегородский р-он, Набережная Гребного канала, д.2А			Т-2	ТДН- 10/110		10	1976	удовл.	2001	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
28	ПС 110 Старт	Городской округ город Нижний Новгород, Нижегородский р-он, Казанское шоссе	110	110	Т-1	ТРДН-40000/110	110/10/10	40	2008	удовл.	2033	–	ООО «Специнвестпроект»
					Т-2	ТРДН-40000/110		40		удовл.			
	Советский район												
29	ПС 110 Ковалиха	г.Н.Новгород, Советский р-он, ул.Генкиной, д.110А	110/10/6	110	Т-1	ТРДН- 32/110	110/10/6	32	1971	удовл.	1996	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 40/110		40	1983	удовл.	2008	2021	
30	ПС 110 НИИТОП	г.Н.Новгород,Советский р-он,ул. Ошарская, д.95А	110/10/6	110	Т-1	ТРДН- 25/110	110/10/6	25	2002	хор.	2027	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРНДЦН-40/25/110		40	2002	хор.	2027	2021	
31	ПС 110 Печерская	г.Н.Новгород,, Советский р-он, ул.Сусловой,д.23А	110/10/6	110	Т-1	ТДТН- 25/110	110/10/6	25	2013	хор.	2038	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДТН- 25/110		25	2013	хор.	2038	2021	
32	ПС 110 Приокская	г.Н.Новгород, Советский р-он,ул.Бекетова, д.3г	110/6	110	Т-1	ТДНГ- 31,5/110	110/6	31,5	1965	удовл.	1990	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТДНГ- 31,5/110		31,5	1963	удовл.	1988	2021	
33	ПС 110 Свердловская	г.Н.Новгород, Советский р-он, ул.Ломоносова , д.12	110/10/6	110	Т-1	ТРДН- 63/110	110/10/6	63	2008	хор.	2033	2021	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»
					Т-2	ТРДН- 63/110		63	2008	хор.	2033	2021	
					Т-3	ТРД- 32/110		32	1962	удовл.	1987	2021	
33	ИТОГО				69			2877					

Все находящиеся на территории энергосистемы городского округа город Нижний Новгород электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами единой национальной электрической сети (ЕНЭС), а их эксплуатация осуществляется Нижегородским Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское ПМЭС.

Основная часть электросетевых объектов напряжением 110 кВ является объектами филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», у которого в эксплуатации находятся 24 ПС 110 кВ (мощность трансформаторов 110 кВ 1398 МВА).

«Нижновэнерго» является филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - единой операционной компанией с центром ответственности в г. Нижний Новгород, являющейся основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» осуществляет деятельность по передаче (транспортировке) и распределению электрической энергии от 0,4 кВ до 110 кВ и технологическому присоединению к сетям потребителей Нижегородской области.

В состав филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» входят 8 высоковольтных районов электрических сетей (ВРЭС) и 25 районов электрических сетей, отвечающих за электроснабжение Нижнего Новгорода и области.

На территории городского округа город Нижний Новгород выделено: 1 высоковольтный район электрических сетей и 4 района электрических сетей (таблица 3.1.9.)

Таблица 3.1.9 – Реестр районов электрических сетей филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье»-«Нижновэнерго» на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	РЭС	Адрес Центра обслуживания потребителей	Территория обслуживания
1	2	3	4
1.	Высоковольтный район электрических сетей		
1.1.	Центральный	603015, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Генкиной, д. 31, тел. 8-800-220-0-220	г.о .город Нижний Новгород
2.	Районы электрических сетей		
2.1.	Заречный РЭС	603052, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, Сормовское шоссе д.№26а, тел: 8-800-220-0-220	Ленинский, Канавинский и часть Московского района г.Нижний Новгород
2.2.	Нагорный РЭС	603105, г. Нижегородская обл., ул. г.Нижний Новгород, ул. Салганская, д.№28, тел: 8-800-220-0-220	Нижегородский и часть Советского района г.Нижний Новгород
2.3.	Приокский РЭС	603137, г. Нижний Новгород, Нижегородская обл., ул. Тропинина, д. № 7, тел: 8-800-220-0-220	Приокский и часть Советского района г.Нижний Новгород
2.4.	Сормовский РЭС	603040, г.Нижний Новгород, Нижегородская обл., пер.Пензенский, 20а, тел: 8-800-220-0-220	Сормовский, Московский и часть Канавинского района г.Нижний Новгород

Также при анализе использована информация об объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ, предоставленная Горьковской дирекцией по энергообеспечению филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, ООО «Специнвестпроект», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО», АО «Верхне-Волжская энергетическая компания», ООО «Электросети».

Сведения о загрузке основных подстанций 110 кВ энергосистемы городского округа город Нижний Новгород отражены в таблице 3.1.10.

Таблица 3.1.10 - Сведения о загрузке основных подстанций 110 кВ энергосистемы городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА									
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2016	Декабрь 2016	Июнь 2017	Декабрь 2017	Июнь 2018	Декабрь 2018	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	ЗАРЕЧАНАЯ ЧАСТЬ															
	Ленинский район															
199	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Кировская	110/6	31,5	31,5		11,87	18,8	11,42	17,4	11,21	17,06	11,69	15,93	11,371	16,08
200	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ленинская	110/6	25	16		9,26	16,4	9,65	14,46	9,54	15,72	9,69	15,46	9,652	15,28
201	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Молитовская	110/6	40	32		25,5	30,8	23,71	31,24	22,38	31,03	28,22	31,19	24,206	28,68
294	АО «ВВЭК»	ПС 110 кВ Щербинки	110/6	15	15						-	10,23	7,58	9,48	7,87	8,75
288	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	ПС 110 кВ Чермет	110	15	16						7,45	12,52	7,81	13	7,22	15,53
289	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	ГПП 110 кВ Фреза	110	20	20						10,81	12,7	10,49	12,55	9	12,81
296	ООО «Специнвестпроект»	ПС Заводская	110	25	25						7,56	9,76	8,01	13,06	14,1	14,3
	Сормовский район															
191	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Варя	110/6	16	16		2,36	3,838	3,16	3,85	2,89	3,81	3,4	3,18	3,045	3,51
193	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Левинка	110/6	16	15		7,8	10,68	10,36	10,16	10,26	13,46	6,72	8,48	6,261	14,6
196	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Светлоярская	110/6	40	40		18,75	29,025	19,55	27,38	19,96	28,33	19,57	25,95	19,4	26,52
197	Филиал ПАО «Россети Центр и	ПС 110 кВ Старосормовская	110/6	32	31,5		20,82	28,6	19,2	25,72	19,81	27,05	25,06	26,66	18,851	27,37

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА									
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2016	Декабрь 2016	Июнь 2017	Декабрь 2017	Июнь 2018	Декабрь 2018	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Приволжье» - »Нижновэнерго»															
273	Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго	ПС 110 кВ Высоково-тяговая	110/27,5/6	31,5	31,5						7,13	11,49	7,35	12,996	9,039	8,945
	Автозаводский район															
64	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Доскино	110/10	16	10		3,43	5,3	3,81	5,7	3,77	6,9	3,78	6,6	4,228	8,6
198	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Водозабор	110/6	15	16		12,93	11,605	7,64	9,16	8,58	10,26	6,66	12,86	7,254	9,51
202	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Соцгород	110/6	40	40		29,45	44,9	27,11	39,33	26,53	39,04	28,53	35,84	24,507	38,23
203	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Спутник	110/6	25	32		17,98	22,6	18,27	22,69	16,31	21,49	16,08	19,53	15,704	20,64
	Канавинский район															
192	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Канавинская	110/6	31,5	40		14,45	22,95	16,61	21,92	17,05	22,14	17,56	20,77	14,989	20,41
204	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Стрелка	110/10	40	40		2,58	1,8	1,5	3,32	2,38	1,2	1,8	1,7	2,153	2,27
272	Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго	ПС 110 кВ Сорти-ровочная-тяговая	110/27,5/6	40	25	40					15,51	24,64	4,91	19,18	12,855	20,486

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА									
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2016	Декабрь 2016	Июнь 2017	Декабрь 2017	Июнь 2018	Декабрь 2018	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Московский район															
194	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Мещерская	110/10/6	25	25		12,23	20,313	12,58	18,09	15,1	20,26	15,6	19,81	7,717	12,92
195	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Новосормовская	110/6	25(40)	25(40)		19,82	26,28	16,77	25,46	16,84	23,02	16,8	23,93	15,52	23,67
	НАГОРНАЯ ЧАСТЬ															
	Приокский район															
183	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Кузнечиха	110/10	40	40		14,61	20,309	15,52	21,07	16,35	22,6	18,39	20,54	16,074	22
185	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Мыза	110/6	40	40		28,92	36,4	28,28	37,79	28,1	35,65	26,21	33,14	23,815	35,09
187	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ольгино	110/6	16	16		6,23	7,936	7,6	7,97	6,5	7,51	6,24	7	6,562	6,82
	Нижегородский район															
181	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Артемовская	110/6	10	10		7,22	8,5	6,1	7,65	6,93	8,63	7,11	8,89	6,851	8,8
295	ООО «Специнвестпроект»	ПС Старт	110	40	40						11,46	13,22	12,46	12,03	9,91	13,48
	Советский район															
182	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ковалиха	110/6	32	40		23,91	32,177	27,02	29,41	26,9	39,09	22,61	26,96	21,595	30,95
			110/10				0,9	1,155	1,53	1,24	1,24	1,53	1,24	0,6	0,8	0,92
186	Филиал ПАО «Россети Центр и	ПС 110 кВ НИИ-ТОП	110/6	25	25		9,3	13,454	9,65	12,86	9,42	11,73	7,95	13,06	9,38	12,11
			110/10				6,97	8,075	6,47	7,42	6,98	6,68	8,9	7,81	6,72	7,26

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА									
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2016	Декабрь 2016	Июнь 2017	Декабрь 2017	Июнь 2018	Декабрь 2018	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Приволжье» - »Нижновэнерго»															
188	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Печерская	110/10/6	25	25		14,86	21,1	13,9	18,23	13,04	19,87	13,15	18,76	12,89	18,17
189	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Приокская	110/6	31,5	31,5		24,08	35,584	25,19	37,88	23,59	33,71	23,43	30,58	23,39	31
190	Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - »Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Свердловская	110/10	63	63	32	4,15	5,508	4,66	6,9	5,89	8,08	6,66	8,43	6,402	8,65
			110/6				34,31	50,532	35,12	49,2	33,03	45,16	36,49	40,54	27,466	38,83

На территории Нагорной части города Нижнего Новгорода (Нижегородский, Советский, Приокский районы), Заречной части (за исключением территории Автозаводского района) основную часть электросетевых объектов напряжением 10/6 кВ обслуживает Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -»Нижновэнерго» и иные сетевые организации, тогда как территорию Автозаводского и Ленинского районов г. Нижнего Новгорода обслуживают сетевые организации акционерное общество «Энергосетевая Компания» (АО «ЭСК»), ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК»), ООО «Электросети», ООО «Нижегородэлектросеть» (ООО «НН-ЭС»), МП «Инженерные сети», ООО «Специнвестпроект».

АО «ЭСК»

С 2012 года АО «ЭСК» обладает статусом территориальной сетевой организации и оказывает услуги по передаче электрической энергии на основании договора оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) N2 726-юр от 29.03.2012 года, заключенного между АО «ЭСК» и ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Доступ к услугам по передаче электрической энергии, а также оказание услуг субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии АО «ЭСК» осуществляется в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, предусматривающими обеспечение равных условий предоставления указанных услуг их потребителям, независимо от организационно-правовой формы и правовых отношений с лицом, оказывающим эти услуги.

Схема взаимодействия субъектов розничного рынка электрической энергии АО «ЭСК» представлено на рисунке 3.1.3.

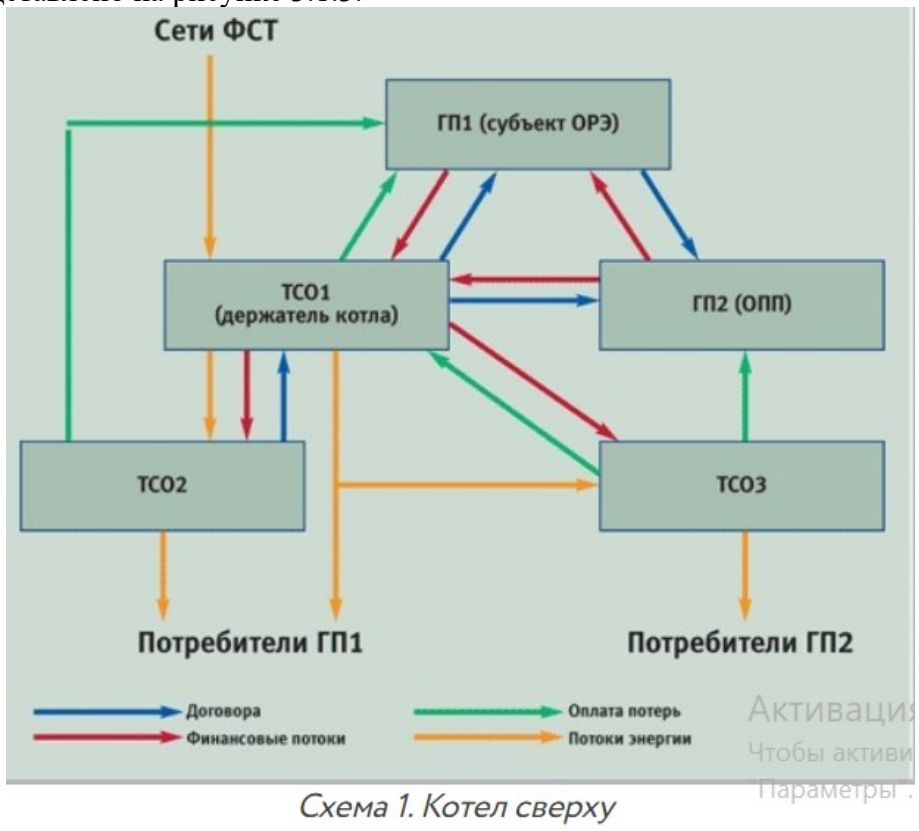


Рисунок 3.1.3 - Схема взаимодействия субъектов розничного рынка электрической энергии АО «ЭСК»

На территории Автозаводского района г. Нижнего Новгорода деятельность по передаче электрической энергии осуществляют сетевые организации — АО «ЭСК», ООО «Электросети», ПАО «Россети Центр и Приволжье», АО «ВВЭК», МП «Инженерные сети»,

ООО «КСК», ООО «ЭнергоТранспорт», ООО «Специнвестпроект», ОАО «Оборонэнерго», ООО «Павловоэнерго».

Объекты электросетевого хозяйства АО «ЭСК» имеют границы с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «Электросети», прочими владельцами сетей.

АО «ЭСК» получает электроэнергию по разным уровням напряжения от следующих смежных сетевых организаций:

а.) ГПП-прием от филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

б.) РП-прием от филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

в.) РП-прием от ООО «Электросети» - 217 точек технологического присоединения к электрическим сетям.

г.) ТП-прием от ООО «Электросети» 7 точек технологического присоединения к электрическим сетям.

д.) ТП-прием от ООО «НЭСК» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

е.) РП-прием от АО «Нижегородский водоканал» - 4 точки технологического присоединения к электрическим сетям.

АО «ЭСК» владеет на основании договора №2 05.030.А. аренды имущества муниципальной имущественной казны от 22.11.2010 года, заключенного между АО «ЭСК» и КУГИ и ЗР администрации г. Н. Новгорода, объектами электросетевого хозяйства.

Объекты электросетевого хозяйства АО «ЭСК» имели следующую структуру:

- Распределительные пункты в количестве 7 шт.;
- Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ в количестве 372 шт., из которых 212 двухтрансформаторные и 152 однотрансформаторные;
- линии электропередач общей протяженностью 1 048,33 км.

Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства АО «ЭСК» представлена в таблице 3.1.11.

Таблица 3.1.11 - Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства АО «ЭСК»

п/п	Объект электросетевого хозяйства	Уровень напряжения	Ед.изм	Кол-во/ протяжен ность
1	Трансформаторные подстанции (ТП)	6(10) кВ	шт	372
2	Распределительные пункты (РП)	6 кВ	шт	7
3	Линии электропередач	6/0,4 кВ	км	1 048,33

Перечень объектов электросетевого хозяйства АО «ЭСК» и наличие резервных мощностей отражен в таблице 3.1.12.

Таблица 3.1.12 - Перечень объектов электросетевого хозяйства АО «ЭСК» и наличие резервных мощностей

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
1	Трансформаторные подстанции (ПС, ТП) с питающим напряжением 110 кВ и (или) 35 кВ	-	-	-
1.1	ПС 110/35/10 кВ	-	-	-
1.2	ПС 110/6 кВ	-	-	-
2	Трансформаторные подстанции (ТП) с питающим напряжением 10 (6) кВ	0		
2.1	ТП1	0	Комсомольская, 10а	630/630
2.2	ТП2	0	Челюскинцев, 15, лит.В	320
2.3	ТП6	0	Октября, 15в	180
2.4	КТП7	0	Бурденко, 35а	630/630
2.5	ТП8	0	Октября, 21В	400
2.6	ТП9	0	Октября, 21г	160
2.7	ТП12А	0	Дьяконова, 7В	250
2.8	ТП13	0	Поющева, 13в	320
2.9	ТП14	0	Поющева, 8в	400/400
2.10	ТП17	0	Октября, 26б	630/630
2.11	ТП18	0	Октября, 2д	400/400
2.12	ТП22	0	Челюскинцев, 10в	400/400
2.13	ТП23	0	Левитана, 5, лит. В	400/400
2.14	ТП24	0	Октября, 9в	160
2.15	ТП25	0	Лоскутова, 10б	200
2.16	ТП27	0	Сов. Армии, 15в	630/630
2.17	ТП29	0	Ватутина, 7, лит.В	250/250
2.18	ТП30	0	Ильича, 31б	630/630
2.19	ТП31	0	Челюскинцев, 3в	400
2.20	ТП32	0	Челюскинцев, 3г	250
2.21	ТП34	0	Челюскинцев, 2в	400
2.22	ТП34А	0	Молодежный, 20в	630/630
2.23	ТП35	0	Парк культуры и отдыха	630/630
2.24	ТП36а	0	Лоскутова, 2а, лит.В	400/400
2.25	ТП36	0	Лоскутова, 2г	400
2.26	ТП37	0	Лоскутова, 2в	320
2.27	ТП39	0	Ильича, 43б	250
2.28	ТП40	0	Ватутина, 18в	400/400
2.29	ТП41	0	Ватутина, 16д	1000/1000
2.30	ТП42	0	Ю. Фучика, 7б	400/400
2.31	ТП43	0	Комсомольская, 50в	400/400
2.32	ТП44	0	Строкина, 16Г	630/630
2.33	ТП47	0	Краснодонцев, 15в	400/400
2.34	ТП48	0	Краснодонцев, 21б	630/630
2.35	ТП55	0	Дружаева, 26а	315
2.36	ТП56	0	Ватутина, 16г	400/400
2.37	ТП62	0	Дьяконова, 5Г	250/160

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.38	ТП63	0	Мельникова, 24б	400/400
2.39	ТП64	0	Мельникова, 14Б	400/400
2.40	ТП66	0	Газовская, 18в	160
2.41	ТП68	0	Дьяконова, 2а/5	400/400
2.42	ТП69	0	Дьяконова, 2а/2	630/630
2.43	ТП70	0	Дворовая, 29В	400/400
2.44	ТП72	0	Мельникова, 28в	400/400
2.45	ТП73	0	Бусыгина, 12б	400/630
2.46	ТП74	0	Дьяконова, 43В	630/400
2.47	ТП77	0	Детская, 48Б	180
2.48	ТП78	0	Васнецова, 36Б	250
2.49	ТП79	0	Дьяконова, 25В	250
2.50	ТП79А	0	Бурденко, 25Б	630/630
2.51	ТП80	0	Борская, 32Б	100
2.52	ТП81	0	Васильева, 12В	400/400
2.53	ТП82	0	Дружаева, 24В	250/160
2.54	ТП85	0	Монастырка, 23г	630/630
2.55	ТП87	0	Дружаева, 6б	250/250
2.56	ТП88	0	Дьяконова, 4а	630/630
2.57	ТП89	0	Переходникова, 29в	160
2.58	ТП90	0	Ю. Фучика, 10/1а	630/630
2.59	КТП91Б	0	Ленина, 91б	400
2.60	ТП93	0	Пермякова, 4Г	400/400
2.61	ТП94	0	Смирнова, 3б	1000/1000
2.62	ТП95	0	Ленина, 100б	200
2.63	ТП96	0	Ленина, 98, лит. Е	320/320
2.64	ТП97	0	Земляничная, 35б	400
2.65	ТП98	0	Ляхова, 92б	400
2.66	ТП99	0	Бусыгина, 9в	400/400
2.67	ТП100	0	Бусыгина, 9в	250
2.68	ТП101	0	Мелиоративная, 49а	630
2.69	ТП102	0	Грига, 1а	400
2.70	ТП103	0	Смирнова, 16в	630/630
2.71	ТП104	0	Лышнова, 55а	250
2.72	ТП105	0	Мельникова, 10в	400/400
2.73	ТП106	0	Пермякова, 4в	400/400
2.74	КТП106А	0	Дружаева, парк 777-летия	400
2.75	ТП108	0	Дружаева, 15в	400/400
2.76	ТП109	0	Львовская, 7	630/630
2.77	ТП110	0	Ильича, 55в	250/250
2.78	ТП111	0	Ильича, 59в	180
2.79	ТП112А	0	Ильича, 52д	400/400

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.80	КТП112Б	0	Кирова, цех санирования	400
2.81	ТП 113	0	пр. Молодежный, 78	250/250
2.82	ТП114	0	Красных партизан, 17в	160
2.83	ТП115	0	Молодежный, 1г	160
2.84	ТП116	0	Молодежный, 15г	250
2.85	ТП118	0	Толбухина, 7б	250
2.86	ТП119	0	Ильича, 52в	160
2.87	КТП119Б	0	Ильича, 52г	400
2.88	ТП120	0	Ильича, 37в	250
2.89	ТП121	0	Красноуральская, 8в	400
2.90	ТП122	0	Дружаева, 38а	630/630
2.91	КТП123	0	Малоэтажная, 51а	160
2.92	ТП126	0	Объединения, 33б	400
2.93	ТП128	0	Патриотов, 53б	630/630
2.94	КТП129	0	Гайдара, 49а	250
2.95	ТП130	0	п. Н. Доскино, 19 лин., 2б	250
2.96	ТП131	0	п. Доскино, 3 лин. 29б	630
2.97	ТП131а	0	п. Доскино, 12 лин. 9б	400
2.98	КТП132	0	п. Н. Доскино, 4 лин., 12б	250
2.99	КТП132а	0	п. Доскино, 2 кварт. 12б	400
2.100	ТП133	0	п. Н. Доскино, 22 лин., 25б	400
2.101	ТП133а	0	п. Н. Доскино, 26 лин., 12б	200
2.102	ТП136	0	пер. Бакинский, 1, лит. В	400/400
2.103	ТП137	0	Прыгунова, 17д	250/250
2.104	ТП138	0	Тяблинская, 34б	250
2.105	ТП139	0	Тяблинская, 12б	250
2.106	ТП141	0	Кр. Партизан, 1в	400
2.107	ТП142	0	Космодемьянской, 14а	250
2.108	ТП144	0	Ореховская, 29а	250
2.109	КТП145б	0	Рельсовая, 2в	630/630
2.110	ТП146	0	Пойменная, 1а	400
2.111	ТП147	0	Земляничная (школа № 114)	400
2.112	ТП147Б	0	Стригинский бор, лит. Б (база отдыха ООО «Трест» лодочная станция)	250
2.113	ТП147Г	0	Старикова, 30а	
2.114	ТП148	0	Гнилицкая, 111а	315/400
2.115	ТП149	0	Шушенская, 77а	630
2.116	ТП150	0	Гнилицкая, 1б	400
2.117	ТП152	0	Л. Шевцовой, 16б	315

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.118	ТП155А	0	Челюскинцев, 16в	400/400
2.119	ТП156	0	Ильича, 32б	630
2.120	ТП158	0	Райниса, 12б	180
2.121	ТП159	0	Райниса, 7б	250
2.122	ТП160	0	Райниса, 2в	400
2.123	ТП162	0	Школьная, 11в	250
2.124	ТП162А	0	Школьная, 11в	630/630
2.125	ТП163	0	Краснодонцев, 9в	180
2.126	ТП164	0	Красных партизан, 6в	200
2.127	ТП165	0	Ак. Павлова, 13б	250
2.128	ТП166	0	Майкопская, 27б	200
2.129	ТП167	0	Октября, 18в	315
2.130	ТП168	0	Спутника, 2г	400
2.131	ТП168А	0	Спутника, 2г	630/630
2.132	ТП169	0	Космическая, 40а	400/400
2.133	ТП170	0	Постышева, 7а	160
2.134	ТП171	0	Патриотов, 19а	400/400
2.135	ТП172	0	Коломенская, 7б	630
2.136	ТП173	0	Смирнова, 13в	630/630
2.137	ТП174	0	Смирнова, 19б	250
2.138	ТП175	0	Кирова, 1г	180
2.139	ТП176	0	Октября, 4в	400
2.140	ТП177	0	Обнорского. 15	200
2.141	ТП178	0	Спутника, 20б	200
2.142	ТП179	0	Краснодонцев, (шк. № 130)	180
2.143	ТП180	0	Абразивная, 2а	200
2.144	ТП181	0	Дьяконова, шк. № 13б	200/250
2.145	ТП182	0	Майкопская, 3в	250
2.146	ТП183	0	Зенитчиков, 12в	250
2.147	ТП184	0	Майкопская, 5б	400
2.148	ТП185	0	Афанасьева, 26б	400
2.149	ТП186	0	Я. Купалы, 11б	200
2.150	ТП187	0	Нарвская, 17б	250
2.151	ТП187а	0	Турнирная, 2б	250/250
2.152	ТП188	0	Постышева, 50а	400
2.153	ТП189	0	Кр. Партизан, (шк. №144)	320
2.154	ТП191	0	Смирнова, 53б	400
2.155	ТП192	0	Смирнова, 49б	250
2.156	ТП193	0	Лескова, 38б	250
2.157	ТП194	0	Лескова, 42в	400
2.158	ТП195	0	Лескова, 24б	400
2.159	ТП196	0	Смирнова, 35б	200

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.160	ТП197	0	Смирнова, 35в	400
2.161	ТП198	0	Лескова, 16б	200
2.162	ТП199	0	Смирнова, 23б	400
2.163	ТП200	0	Лескова, 8б	160
2.164	ТП201	0	Газовская, (роддом № 3)	160
2.165	ТП202	0	Газовская (шк. № 63)	200
2.166	ТП203	0	Пинская, 11а	400
2.167	ТП204	0	Космическая, 11а	320
2.168	ТП205	0	Космическая, 35а	315
2.169	ТП206	0	Лескова, 52б	400
2.170	ТП207	0	Лескова, 56б	400
2.171	ТП208	0	Лескова, 62в	320
2.172	ТП209	0	Смирнова, 61в	200/250
2.173	ТП210	0	Сазанова, 10г	320
2.174	ТП211	0	Спутника, 11б	250
2.175	ТП212	0	Рулевой. 7в	320
2.176	ТП213А	0	Ильича, 38г	250/400
2.177	ТП214	0	Детская – Львовская	180
2.178	ТП215	0	Львовская, (шк. – интернат № 7)	320
2.179	ТП217	0	Ватутина, 1в	180
2.180	ТП218	0	Смирнова, (больница, № 40)	180/180
2.181	ТП219	0	Смирнова, (больница, № 40)	320
2.182	ТП219А	0	Смирнова, 71, лит.Н	630/630
2.183	ТП220	0	Автомеханическая, 11в	400
2.184	ТП221	0	Автомеханическая, 16б	400
2.185	ТП222	0	Прыгунова, 23б	180
2.186	ТП223	0	Ю. Шоссе, 41в	200
2.187	ТП224	0	Ю. Шоссе, 49в	100/315
2.188	ТП225	0	Веденяпина, 16б	250
2.189	ТП226	0	Автомеханическая, 3б	400
2.190	ТП227	0	Автомеханическая, 6б	400
2.191	ТП228	0	Автомеханическая, 12б	250
2.192	ТП229	0	Автомеханическая, 20б	400
2.193	ТП230	0	Лескова, 13б	400
2.194	ТП231	0	Лескова, 21б	250
2.195	ТП232	0	Прыгунова, 12б	400
2.196	ТП233	0	Прыгунова, 14б	250
2.197	ТП234	0	Прыгунова, 9б	400
2.198	ТП235	0	Лескова, 7б	315
2.199	ТП236	0	Лескова, 5г	250
2.200	ТП241	0	Пермякова, 14в	400/400
2.201	ТП242	0	Лоскутова, 10в	1000/1000

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.202	ТП242А	0	Лоскутова, 10г	630
2.203	ТП243	0	Ю. Шоссе, 54в	400
2.204	ТП244	0	Веденяпина, 22в	400
2.205	ТП245	0	Ю. Шоссе, 46в	320
2.206	ТП246	0	Ю. Шоссе, 38б	400
2.207	ТП247	0	Ю. Шоссе, 34в	200/250
2.208	ТП248	0	Ю. Шоссе, 28г	400/400
2.209	ТП249	0	Ю. Шоссе, 22в	400
2.210	ТП 250	0	Ю. Фучика, 10в	400/400
2.211	ТП251	0	Ватутина, 14в	180/400
2.212	ТП253	0	Ю. Фучика, 27б	250/400
2.213	ТП254	0	Ю. Фучика, 23в	400/400
2.214	ТП255	0	Веденяпина, 11б	200/250
2.215	ТП256	0	Веденяпина, 5в	315/315
2.216	ТП257	0	Молодежный	400
2.217	ТП258	0	Кирова, 35в	200/400
2.218	ТП259	0	Ватутина, 5б	250
2.219	ТП260	0	Ю. Шоссе, 20б	250/200
2.220	ТП265	0	Ю. Шоссе, 17б	400/400
2.221	ТП265А	0	Ст. производственников, 18б	630/630
2.222	ТП267	0	Лескова, 35а	400/320
2.223	ТП268	0	Лескова, (шк. 129)	400/180
2.224	ТП269	0	Ст. производственников, 13в	400/400
2.225	ТП270	0	Прыгунова, 20б	250/250
2.226	ТП271	0	Шнитникова героя, 24, лит. В	400/400
2.227	ТП272	0	Шнитникова, 12б	320/400
2.228	ТП273	0	6-й мкр., 17б	630/630
2.229	ТП274	0	6-й мкр., 1б	315/400
2.230	ТП275	0	Шнитникова, 18б	400400
2.231	ТП276	0	Шнитникова, 24б	400/400
2.232	ТП277	0	Ст. производственников,9б	160/160
2.233	ТП278	0	Тюленина, 6б	250/250
2.234	ТП279	0	Нарвская, 8б	400/400
2.235	ТП280	0	Дьяконова,16в	180
2.236	ТП281	0	Лоскутова, 23в	250
2.237	ТП282	0	Челюскинцев, 24в	315/400
2.238	ТП283	0	Сов. Армии, 7б	320/400
2.239	ТП284	0	Сов. Армии, 1б	630/630
2.240	ТП284А	0	Сов. Армии, 1в	630/630
2.241	ТП285	0	Раевского, 1б	400/400

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.242	ТП286	0	пер. Моторный, 4/1, лит. В	630
2.243	ТП287	0	Раевского, 7б	400/400
2.244	ТП288	0	Сов. Армии, 12г	400/400
2.245	ТП288а	0	Сов. Армии, 10г	250/250
2.246	ТП289	0	Дьяконова, 12б	400/400
2.247	ТП290	0	Дьяконова, 28б	400/400
2.248	ТП291	0	Дружаева, 7в	250/250
2.249	ТП292	0	Бусыгина, 20в	630/400
2.250	ТП293	0	Газовская, 19в	320/400
2.251	ТП294	0	Дьяконова, 9б	400/400
2.252	ТП295	0	Переходникова, 5г	400/315
2.253	ТП296	0	Ю. Шоссе, 24д	250/250
2.254	ТП297	0	Дьяконова, 3б	630/400
2.255	ТП298	0	Дьяконова, 44В	400/400
2.256	ТП299	0	Дьяконова, 22б	400/400
2.257	ТП300	0	Дружаева, 119	400/630
2.258	ТП301	0	Мончегорская, 11д	400/400
2.259	ТП303	0	Мончегорская, 6б	400/400
2.260	ТП304	0	Маковского, 23б	400/400
2.261	ТП305	0	Мончегорская, 13г	400/400
2.262	ТП306	0	Ст. производственников, 21б	630/630
2.263	ТП307	0	Мончегорская, 17г	630/630
2.264	ТП308	0	Мончегорская, 7в	400/400
2.265	ТП309	0	Мончегорская, 33г	630/400
2.266	ТП312	0	Ю. Фучика, 33б	630/400
2.267	ТП313	0	Веденяпина, 27б	400/400
2.268	ТП314	0	Веденяпина, 26б	400/630
2.269	ТП315	0	Веденяпина, 32в	400/400
2.270	ТП316	0	Веденяпина, (шк. № 111)	250/250
2.271	ТП317	0	Ленина, 104, лит. В	630/630
2.272	ТП318	0	Фучика, 3б	400/400
2.273	ТП319	0	Дьяконова, 31б	400/400
2.274	ТП320	0	Бусыгина, 30Б	400/400
2.275	ТП321	0	Мельникова, 10в	400/400
2.276	ТП322	0	Мельникова, (шк. №5)	400/400
2.277	ТП323	0	Бурденко, 17в	400/400
2.278	ТП 325	0	Политбойцов, 12в	400/400
2.279	ТП326	0	Политбойцов, 16в	400/400
2.280	ТП327	0	Строкина, 3д	320/320
2.281	ТП328	0	Строкина, 3г	400/400
2.282	ТП329	0	Строкина, 4в	400/400

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.283	ТП330	0	Дьяконова, 26в	400/400
2.284	ТП331	0	Политбойцов, 22в	400/400
2.285	ТП332	0	Политбойцов, 21г	400/400
2.286	ТП334	0	Политбойцов, 10в	400/400
2.287	ТП335	0	Политбойцов, 13в	400/400
2.288	ТП336	0	Строкина, 9в	400/400
2.289	ТП337	0	Строкина, 12в	400/400
2.290	ТП339	0	Строкина, 14в	400/400
2.291	ТП340	0	Политбойцов, 5в	400/400
2.292	ТП341	0	Сов. Армии, 18в	400/400
2.293	ТП342	0	Сов. Армии, 22б	400/400
2.294	ТП343	0	Плотникова, 2в	400/400
2.295	ТП344	0	Краснодонцев, 21г	630/630
2.296	ТП345	0	Краснодонцев, 21в	630/630
2.297	ТП346	0	Краснодонцев, 19в	630/630
2.298	ТП347	0	Комсомольская, 48в	400/400
2.299	ТП348	0	Кирова, 24в	400/400
2.300	ТП349	0	Челюскинцев, 18в	400/400
2.301	ТП350	0	пр. Кирова, 24Г	400/400
2.302	ТП351	0	Пермякова, 26в	630/630
2.303	ТП352	0	Пермякова, 20в	400/400
2.304	ТП353	0	Пермякова, 32в	400/250
2.305	ТП354	0	Пермякова, 36в	630/630
2.306	ТП355	0	Пермякова, 48б	630/630
2.307	ТП356	0	Бусыгина, 47в	400/400
2.308	ТП357	0	Львовская, 29б	630/630
2.309	ТП358	0	Львовская, 19б	630/630
2.310	ТП359	0	Бусыгина, 50в	630/630
2.311	ТП360	0	Бусыгина, 46Б	630/630
2.312	ТП362	0	Школьная, 24В	400/400
2.313	ТП363	0	Комсомольская, 8в	400/400
2.314	ТП364	0	Челюскинцев, 27в	1000/1000
2.315	ТП365	0	Раевского, 17в	630/630
2.316	ТП367	0	Васнецова, 21б	250/250
2.317	ТП368	0	Дьяконова, 13в	400/400
2.318	ТП369	0	Дружаева, 13г	630/630
2.319	ТП370	0	Бусыгина, 19в	630/630
2.320	ТП372	0	Ар. Гайдара, 20б	630/630
2.321	ТП374	0	Космическая, 50а	630/630
2.322	ТП375	0	Космическая, 60а	630/630
2.323	ТП376	0	Ар. Гайдара, 18а	250/250
2.324	ТП377	0	Ю. Шоссе, 10б	630/630
2.325	ТП377А	0	Шнитникова, 3А	1000/1000

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.326	ТП380	0	Коломенская, 10б	400/400
2.327	ТП381	0	Я. Купалы, 29б	250/250
2.328	ТП382	0	Ю. Шоссе, 6в	400/400
2.329	ТП383	0	Ю. Шоссе, 4г	630/630
2.330	ТП386	0	Комсомольская, 17в	400/400
2.331	ТП387	0	Челюскинцев, 13в	630/630
2.332	ТП388	0	Челюскинцев, 20в	250/250
2.333	ТП389	0	Сазанова, 10в	400/400
2.334	ТП390	0	Дьяконова, 6б	630/630
2.335	ТП391	0	Сазанова, 5б	630/630
2.336	ТП392	0	Красноуральская, 3в	630/630
2.337	ТП393	0	Красноуральская, 7г	630/630
2.338	ТП394	0	Космическая, 67	250/250
2.339	ТП395	0	Космическая, 57б	630/630
2.340	ТП396	0	Космическая, 30б	630/630
2.341	ТП397	0	Космическая, 53, лит. В	630/630
2.342	ТП399	0	Бусыгина, 58б	630/630
2.343	ТП400	0	Веденяпина, 30а (шк. №111)	400/400
2.344	ТП401	0	Гер. Васильева, 1б	630/630
2.345	ТП402	0	Гер. Васильева, 5б	400/400
2.346	ТП403	0	Львовская, 8б	630/630
2.347	ТП404	0	Львовская, 10б	630/630
2.348	ТП406	0	Ильича, 38в	630/630
2.349	ТП407	0	Кр. Партизан, 14б	630/630
2.350	ТП409	0	Молодежный, 78д	630/630
2.351	ТП410	0	Ленина, 98в	1600/1600
2.352	ТП412	0	Политбойцов, 21в	630/400
2.353	ТП416	0	пос. Мостоотряд, 17в	630
2.354	ТП417	0	пос. Мостоотряд, 24а	400/400
2.355	ТП417А	0	пос. Мостоотряд, 22а	400/400
2.356	ТП1121	0	Мончегорскя, 31б	250/250
2.357	ТП1122	0	Космическая, 34б	630/630
2.358	ТП1123	0	Мончегорскя, 18г	630/630
2.359	ТП1124	0	Мончегорскя, 12д	400/400
2.360	ТП2472	0	СТ «Весна-III»	400
2.361	ТП2701	0	ул. Ореховская, 80	250
2.362	ТП3071	0	СНТ № 5 ОАО «ГАЗ»	630
2.363	ТП4321	0	Новикова-Прибоя, у д. 6А	250
2.364	ТП3031	0	НСТ «Чайка»	160
2.365	ТП4111	0	Новикова-Прибоя, ГСК 2	25
2.366	ТП4171	0	Мельникова, у д. 26А	400/400

№ пп	Наименовании трансформаторных подстанций (ПС, ТП), распределительных пунктов (РП)	Объем свободной, для технологического присоединения потребителей, трансформаторной мощности, кВт	Местонахождение ПС,ТП,РП (Адрес)	Количество и мощность силовых трансформаторов, установленных на ПС, ТП, РП, кВА
1	2	3	4	5
2.367	ТП4531	0	Монастырка, около д.20, лит.Ж	250
2.368	ТП2153	0	пр. Молодежный, у д.82/1	25
2.369	ТП3231	0	пр. Ильча, 54	630/630
2.370	ТП4881	0	ул. Ю. Фучика, около д.60 лит.А	250
2.371	ТП4491	0	ул. Переходникова, около д.4	160
2.372	ТП3351	0	пр. Кирова, у д.29А	160
1	РП 1	0	пр. Ильича, 32в	
2	РП 16	0	пр. Молодежный, 78г	
3	РП 18	0	Политбойцов, 12в	
4	РП 21	0	Строкина, 16г	
5	РП 23	0	пр. Кирова, 24г	
6	РП 28	0	пр. Бусыгина, 46б	
7	РП 30	0	Космическая, 67	
	ВСЕГО	0		257 220

Величина мощности трансформаторных подстанций составила 257,22 МВа.

По состоянию на 31.12.2021 резерв мощности трансформаторных подстанций отсутствует в связи с отсутствием резерва мощности в точках приема в сеть АО «ЭСК» из сетей: ООО «Электросети», ПАО «Россети Центр и Приволжье» и ООО «НН-ЭС»

Характеристика конечных потребителей:

а.) Юридические и приравненные к ним лица. Точек учета — 11 298 шт. На их долю приходится приблизительно 89,0% от общего объема полезного отпуска сетевого участка. В их состав входят также общедомовые учеты многоквартирных домов.

б.) Бытовые потребители в количестве — 6 233 шт. На их долю приходится приблизительно 3,7% от общего объема полезного отпуска сетевого участка.

в.) Передача в другие ТСО осуществляется по 36 точкам учета и составляет 5,5% от общего объема передачи сетевого участка,

г.) Иные владельцы. Точек учета - 15 шт. На их долю приходится приблизительно 1,89% общего объема полезного отпуска сетевого участка.

ООО «Электросети»

ООО «Электросети» оказывает комплексные услуги по передаче (транспортировке) электроэнергии и мощности по своим сетям в интересах потребителей электрической энергии на территории Нижегородской области.

Взаимоотношения между ООО «Электросети» и потребителями услуг осуществляются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой

системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» (с изменениями на 31 июля 2014 года) и действующими двусторонними договорами.

Порядок оказания услуг по передаче электрической энергии, их оплаты, определяется договором на оказание услуг по передаче электрической энергии и мощности. Размер указанной платы устанавливается Региональной службой по тарифам Нижегородской области.

Схема взаимодействия участников по передаче электроэнергии ООО «Электросети» отражен на рисунке 3.1.4.

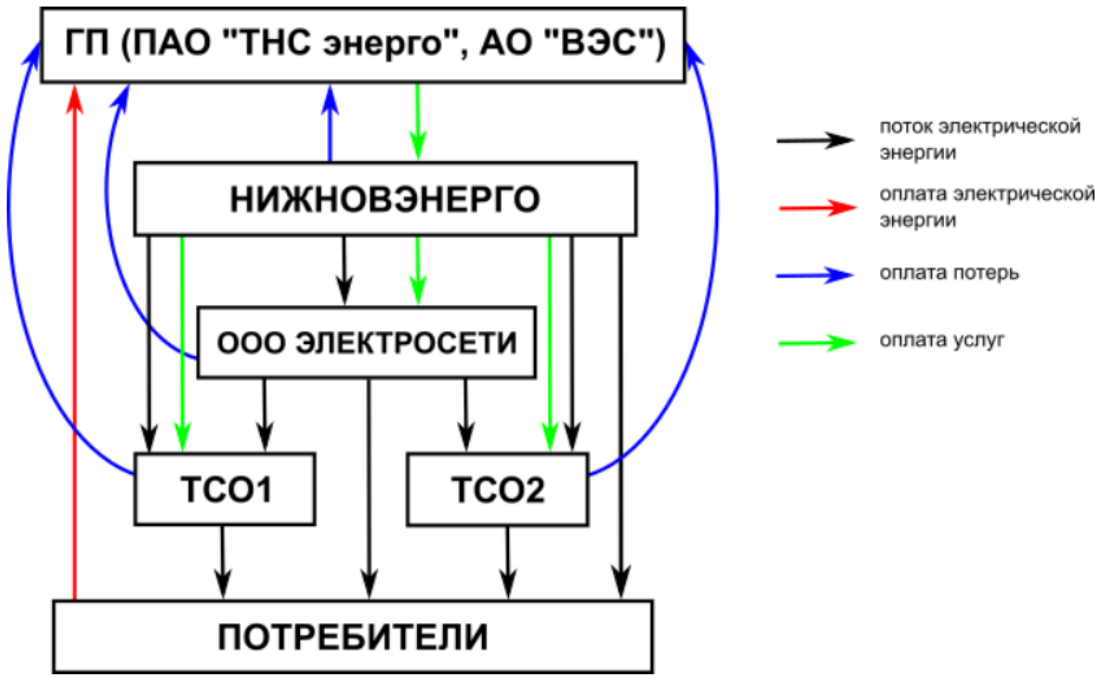


Рисунок 3.1.4 – Схема взаимодействия участников по передаче электроэнергии ООО «Электросети»

ООО «Электросети» осуществляет деятельность:

- по эксплуатации принятых в аренду электрических сетей Автозаводского и Ленинского районов г. Нижнего Новгорода;
- по эксплуатации собственных объектов электроснабжения Автозаводского, Ленинского, Приокского, Нижегородского, Советского районов, г. Нижнего Новгорода, Арзамасского района Нижегородской области, Вачского района Нижегородской области, Краснобаковского района Нижегородской области, Сеченовского района Нижегородской области; Перевозского района Нижегородской области, Большемурашкинского муниципального района Нижегородской области, Бутурлинского муниципального района Нижегородской области, Тонкинского района Нижегородской области, Княгининского района Нижегородской области.

Информация о зонах деятельности сетевой организации ООО «Электросети» с детализацией по населенным пунктам и районам городов, определяемых в соответствии с границами балансовой принадлежности электросетевого хозяйства, находящегося в собственности отражена в таблице 3.1.13.

Таблица 3.1.13 - Информация о зонах деятельности сетевой организации ООО «Электросети»

№	Наименование Общества	Субъект РФ (край, область, республика)	Муниципальное образование	Перечень населённых пунктов в зоне обслуживания
п.п.	1	2	3	4
1	ООО «Электросети»	Нижегородская область	г. Нижний Новгород	Автозаводский район, Ленинский район, Приокский район, Нижегородский район, Советский район.
			Вачский район	р.п. Вача, с. Филинское, с. Арефино, с. Новоселки, д. Вастрома, д.Звягино, с. Казаково, с. Беляйково, д. Сергеево, д. Медоварцево, с. Польцо,
			Краснобаковский район	р.п. Красные Баки, п. Лесной Курорт, р.п. Ветлужский, д. Афанасиха, д.Вороватка, п. Пруды.
			Сеченовский район	с. Сеченово, д. Бегичево, с. Рогожка, с. Мурзицы,
			Перевозский район	г. Перевоз, с. Дубское,
			Большемурашкинский район	р.п. Большое Мурашкино, п. Меховщиков,
			Бутурлинский район	р.п. Бутурлино,
			Тонкинский район	р.п. Тонкино
			Арзамасский район	п. Выездное
			Ковернинский район	р.п. Ковернино, д. Семино, д. Гавриловка, д. Каменное, д. Ермиловская стройка, д. Чащиха, д. Макаршино, д. Вязовка, д. Гришино, п. Бориха, д. Тарасово, д. Б. Мосты, д. Демино, д. Скоробогатово, д. Сухоноска, с. Хохлома, д. Петрово.
			Княгининский район	городское поселение г. Княгинино

В состав электросетевого хозяйства ООО «Электросети» на 01.01.2022 г. входит:

- 27 распределительных пункта 6(10) кВ;
- 160 трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ.
- 453,59 км ЛЭП 6 (10)/0,4 кВ.

Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства ООО «Электросети» отражена в таблице 3.1.14.

Таблица 3.1.14 - Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства ООО «Электросети»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (шт, км)	
			2020г	2021г
1	2	3	4	5
1	35	ВЛЭП	20,1	20,1
2	6-10	РП	27	27
		ТП	127	160
		ВЛЭП	70,89	78,79
		КЛЭП	182,33	191,12
3	0,4	ВЛЭП	73,38	117,70
		КЛЭП	37,99	45,88

Трансформаторная мощность подстанций – 95,91 МВа.

Количество точек приема электрическая энергии в сеть – 194, количество точек отпуска электрической энергии из сети – 2525.

Приборами учета оснащено 100%

ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК»)

ООО «Нижегородская электросетевая компания» осуществляет техническое обслуживание (эксплуатацию) объектов электросетевого хозяйства в Автозаводском и Ленинском районах г. Нижний Новгород, а также в г. Дзержинск (см. таблицу 3.1.15.)

Таблица 3.1.15 - Объекты электросетевого хозяйства ООО «Нижегородская электросетевая компания»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (шт, км)	
			на конец 2020 г	на конец 2021 г
1	2	3	4	5
1	220	ПС	1	1
2	110	ПС	1	1
3	6-10	РП	24	24
		ТП	245	246
		ВЛЭП	0	0
		КЛЭП	672,81	686,59
4	0,4	ВЛЭП	0,08	0,08
		КЛЭП	0	0,5

Трансформаторная мощность подстанций ООО «Нижегородская электросетевая компания» составляет 1 470,89 МВа, в том подстанций на уровне напряжения ВН – 560 МВа, на уровне напряжения СН2 - 910,89 МВа.

Общая протяженность линий электропередач составляет 687,27 км.

Общее количество точек поставки электрической энергии — 539 точек.

МП «Инженерные сети»

Предприятие осуществляет услуги по передаче электрической энергии (мощности) через технические устройства электрических сетей, принадлежащие Предприятию.

МП «Инженерные сети» - территориальная сетевая организация, осуществляющая передачу электрической энергии потребителям Нижегородской области. Электрические сети находится в хозяйственном ведении

Потребители, присоединенные к электрическим сетям МП «Инженерные сети» имеют договоры на покупку электроэнергии с гарантирующими поставщиками - ПАО «ТНС-энерго – НН», АО «Волгаэнергосбыт», с которыми у МП «Инженерные сети» заключены договоры купли-продажи электрической энергии для компенсации потерь в электрических сетях.

МП «Инженерные сети» осуществляет оказание услуг по передаче электрической энергии в соответствии с договором № 522010842 от 24.04.2020, заключенным с ПАО «Россети Центр и Поволжье», исходя из действующей в Нижегородской области схемы взаиморасчетов.

МП «Инженерные сети» владеет на праве хозяйственного ведения:

- 1 распределительная подстанция 10кВ;
- 102 трансформаторных подстанций 10-6/0,4 кВ
- электрические сети протяженностью 74,59 км.

Трансформаторная мощность подстанций – 50,662 МВа.

Сетевое хозяйство МП «Инженерные сети» расположено территориально во всех районах Нижнего Новгорода. Объекты сетевого хозяйства разбросаны на значительном расстоянии друг от друга, имеется большое количество точек разграничения балансовой принадлежности. Зачастую по одной линии чередуются электроустановки различных смежных сетевых организаций. Электроустановки МП «Инженерные сети» имеют границы с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «ЗЕФС-

ЭНЕРГО», ООО «Специнвестпроект», прочими владельцами сетей.

МП «Инженерные сети» получает электроэнергию по разным уровням напряжения ВН и СН2 в соответствии с действующим договором по передаче электрической энергии от следующих ТСО:

- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»« - 23 точки учета;
- ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» - 10 точек учета;
- ООО «Специнвестпроект» - 6 точек учета;
- ООО «СНТ – Энергосети» - 4 точки учета;
- ООО «НН-ЭС» - 2 точки учета;
- ООО «НЭСК» - 2 точки учета»;
- ООО «Электросети» - 2 точки учета.

МП «Инженерные сети» передает электроэнергию по 314 точкам учета юридическим и приравненным к ним лицам в соответствии с действующим договором по передаче электрической энергии.

Передача электроэнергии в другие ТСО по условиям договора не осуществляется.

Крупные потребители имеют на своем балансе ТП, где осуществляется учет отданной электроэнергии. Учеты соответствуют требованиям НТД.

ООО «Специнвестпроект»

ООО «Специнвестпроект» - территориальная сетевая организация, осуществляющая передач электрической энергии по своим сетям потребителям Нижегородской области.

Основным видом деятельности ООО «Специнвестпроект» является оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности) от точек приема и до точек отпуска путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии (мощности) через технические устройства электрических сетей, принадлежащих ООО «Специнвестпроект» на праве собственности или ином законном основании.

Потребители, присоединенные к электрическим сетям ООО «Специнвестпроект» имеют договоры на покупку электроэнергии с гарантирующим поставщиком — ПАО «ТНС-энерго НН». В свою очередь ООО «Специнвестпроект» имеет договор купли-продажи электрической энергии для компенсации фактических потерь в электрических сетях.

ООО «Специнвестпроект» осуществляет оказание услуг в соответствии с заключенным договором с ПАО «Россети Центр и Приволжье», исходя из действующей в регионе схемы взаиморасчетов.

Целесообразно выделить три основных сетевых участка ООО «Специнвестпроект», территориально обособленных. Это Нижегородский, Борский и Балахнинский сетевые участки. Они имеют собственные точки приема и передачи

Участки различаются по объектам переданной электроэнергии и своим характеристикам:

1. Нижний Новгород: самый крупный участок по составу сетевого хозяйства. Имеет 82% от всего объема полезного отпуска предприятия. Схема сетей сложная.
2. Бор: 8 % от объема полезного отпуска предприятия. В основном сельские сети.
3. Балахна: 5 % от объема полезного отпуска предприятия. Небольшая доля в общем объема передачи обусловлена также и высоким уровнем потерь.
4. Дзержинск: 5 % от объема полезного отпуска предприятия.

Сетевое хозяйство Нижегородского участка расположено территориально в разных районах города Нижнего Новгорода и Кстовского района Нижегородской области. Объекты сетевого хозяйства разбросаны на данном сетевом участке, очень много точек разграничения балансовой принадлежности. Зачастую по одной линии чередуются электроустановки различных смежных сетевых организаций. Электроустановки ООО

«Специнвестпроект» имеют границы с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО», ОАО «НАЗ Сокол», прочими владельцами сетей.

ООО «Специнвестпроект» получает электроэнергию по разным уровням напряжения:

1.ПС прием от филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» — 37 точек учета;

2.РП прием от филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» — 28 точек учета;.

3.ТП прием от филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» — 166 точек учета;.

4.РП прием от ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» - 2 точки учета;

5.ТП прием от ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» - 2 точки учета;

6.ПС прием от ОАО «НАЗ Сокол» - 8 точек учета»

7.ПС прием от прочих владельцев сетей — 3 точки учета,

8.ТП прием от прочих владельцев сетей — 1 точка учета.

ООО «Специнвестпроект» передает электроэнергию следующим сетевым предприятиям:

- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» — 110 точек учета;

-ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» - 42 точки учета.

ООО «Специнвестпроект» передает электроэнергию прочим владельцам — 73 точки учета.

Структура полезного отпуска потребителям Нижегородского участка ООО «Специнвестпроект»:

Характеристика конечных потребителей:

1.Юридические и приравненные к ним лица. Точек учета - 4 347 шт. На их долю приходится приблизительно 65,7 % от общего объема полезного отпуска сетевого участка. В их состав входят также общедомовые учеты многоквартирных домов.

2.Бытовые потребители в количестве – 354 шт. На их долю приходится приблизительно 0,9% от общего объема полезного отпуска сетевого участка.

3.Передача в другие ТСО осуществляется по 338 точкам учета и составляет 33,0% от общего объема передачи сетевого участка.

4.Иные владельцы. Точек учета - 15 шт. На их долю приходится приблизительно 0,4% от общего объема полезного отпуска сетевого участка.

Из общего количества всех юридических лиц следует отдельно выделить крупных бытовых потребителей, объем передачи которым составляет 20% от общего объема передачи всем юридическим лицам.

Все крупные потребители имеют на своем балансе ТП, где осуществляется учет отданной электроэнергии. Учеты соответствуют требованиям НТД, в ряде случаев, внедрена система АИ СКУЭ.

Узлы учета прочих юридических лиц в большинстве также соответствуют всем нормативным требованиям.

Сетевое хозяйство ООО «Специнвестпроект» расположено территориально во всех районах Нижнего Новгорода, кроме Автозаводского района.

Объекты электросетевого хозяйства ООО «Специнвестпроект» отражены в таблице 3.1.16.

Таблица 3.1.16 - Объекты электросетевого хозяйства ООО «Специнвестпроект»

№ п/п	Наименование объекта электросетевого хозяйства	Ед.изм.	Количество (шт, км)	
			на конец	на конец
			2020 г	2021 г
1	2	3	4	5

1	КЛ 0,4 кВ	км	155,74	171,42
2	ВЛ 0,4 кВ	км	119,44	127,67
	КЛ 6-10 кВ	км	519,62	542,07
	ВЛ 6-10 кВ	км	49,12	49,65
	ВЛ 35 кВ	км	4,15	4,15
	ВЛ 110 кВ	км	8,75	8,75
	ТП 6-10 кВ	шт.	326	354
	РВ 6-10 кВ	шт.	45	44
	ПС 35/6-10 кВ	шт.	3	3
	ПС 110/6-10 кВ	шт.	3	3

На территории городского округа город Нижний Новгород ООО «Специнвестпроект» обслуживает следующие объекты электросетевого хозяйства:

- 3 подстанции - ПС 110/10/10 кВ Старт, ПС 110/6/6 кВ Заводская, ПС 110/6/6 кВ Старо-Сормовская;
- 38 распределительных пунктов (РП),
- 235 трансформаторных подстанций (КТП, ТП)

Перечень зон обслуживания и распределительных пунктов электроснабжения отражен в таблице 3.1.17.

Таблица 3.1.17 - Перечень зон обслуживания и распределительных пунктов ООО «Специнвестпроект» на территории города Нижний Новгород

№ п/п	**Диспетчерское наименование распределительного пункта**	**Фактический адрес расположения**
1	**2**	**3**
		г. Н. Новгород
1.		**Нижегородский район**
1.1	РП-75	ул. Белинского, д.124 (встр.)
1.2	РП-206	г. Н. Новгород, ул. Сеченова
1.3	РП-99	ул. Минина, у д.20
1.4	РП-86	ул. Воровского, у д.3а
1.5	РП-95	ул. Богдановича, 2а
2		**Сормовский район**
2.1	РП-107	ул. Коминтерна, у д.139
3.		**Приокский раойн**
3.1	РП-77	ул. Горная, у д.11, корп.2
3.2	РП-85	ул. Маршала Жукова, у д.20
3.3	РП-10	ул. Пятигорская, д.8А
3.4	РП-97	ул. 40 лет Победы, у д.1
4.		**Советский район**
4.1	РП-74	ул. Полтавская, у д.11а
4.2	РП-79	ул. Невзоровых, у д.6
4.3	РП-26	ул. Гаражная, у д.4
4.4	РП-20	ул. Эльтонская, д.38а
5.		**Канавинский раойн**
5.1	РП-19	ул. Витебская, у д.11
5.2	РП-106	ул. Гордеевская, д.2а (встр.)
5.3	РП-98	ул. Бетанкура, у д.4
5.4	РП-103	ул. Сергея Акимова, у д.61
5.5	РП-27	ул. Электровозная, у д.17
5.6	РП-73	ул. Июльских Дней, у д.1

№ п/п	Диспетчерское наименование распределительного пункта	Фактический адрес расположения
1	**2**	**3**
5.7	РП-46	ул. Пролетарская, д.12Б
5.8	РП-94	ул. Архимеда, у д.14б
5.9	РП-113	ул. Советская, у д.18
5.10	РП-120	г.Н.Новгород, ул.Июльских дней, 1
6.		**Ленинский район**
6.1	РП-102	пл. Комсомольская, д.2 (встр.)
6.2	РП-108	ул. Деревообделочная, у д.2
6.3	РП-114	пр. Ленина, у д.71б
7.		**Московский район**
7.1	РП-109	Сормовское шоссе, у д.20
7.2	РП-110	Сормовское шоссе, д.20а, корп.1 (встр.)
7.3	РП-83	ул. Красных Зорь, у д.11
7.4	РП-81	ул. Баранова, у д.5в
7.5	РП-82	ул. Героя Давыдова, у д.14
7.6	РП-85	ул. Красных Зорь, у д.23в
7.7	РП-80	ул. Панфиловцев, у д.7а
7.8	РП-84	ул. Красных Зорь, у д.18а
7.9	РП-87	ул. Мирошникова, у д.7а
8.		**Кстовский район**
8.1	РП-51А	д. Зименки
8.2	РП-203	д. Афонино, ул. Академическая, у д.2

Перечень подстанций, обслуживаемых ООО «Специнвестпроект» на территории города Нижнего Новгорода отражен в таблице 3.1.18.

Таблица 3.1.18 - Перечень подстанций, обслуживаемых ООО «Специнвестпроект» на территории города Нижнего Новгорода

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	**2**	**3**
		г. Н.Новгород
1		**Нижегородский район**
1.1	**ПС 110/10/10 кВ Старт**	**Казанское шоссе, напротив д.18**
1.2	КТП-419	ул. Трудовая, у д.8
1.3	ТП-493	г. Н. Новгород, ул. Нижне-Печерская, 2А
1.4	ТП-494	г. Н. Новгород, ул. Нижне-Печерская, 6А
1.5	ТП-508	ул. Воровского, у д.3 (встр. в РП-86)
1.6	ТП-516	ул. Новая, у д.24
1.7	КТП-521	ул. Костина, у д.6, корп.1
1.8	ТП-548	ул. Белинского, у д.34
1.9	ТП-584	ул. Богдановича (встроенная в РП-95)
1.10	ТП-585	ул. Минина у д.20 (встр. в РП-99)
1.11	КТП-601	ул. Богдановича, у д.4а
1.12	КТП-608	ул. Нестерова, у д.3
1.13	ТП-617	ул. Ульянова, д.7 (встр.)
1.14	ТП-618	ул. Родионова, д.4б (встр.)
1.15	ТП-619	ул. Октябрьская, д.16 (встр.)
1.16	КТП-620	ул. Минина, у д.10
1.17	КТП-627	ул. Минина, у д.1а

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	2	3
1.18	КТП-630	ул. Пожарского, у д.5
1.19	ТП-644	ул. Горького, у д.65Б
1.20	ТП-650	ул. Семашко, д.37 (встр.)
1.21	ТП-654	ул. Сеченова
1.22	ТП-663	ул. Максима Горького, д.195 (встр.)
1.23	КТП-665	ул. Грузинская, у д.23
1.24	КТП-666	ул. Костина, у д.13
1.25	КТП-717	ул. Родионова, у д.29
1.26	КТП-744	ул. Родионова, у д.167
1.27	КТП-759	ул. Богдановича, у д.20
1.28	ТП-774	г. Н. Новгород, пристроена к зданию многоярусной парковки ул. Нестерова и ул. Ульянова (в районе больницы №5)
1.29	КТП-792	Набережная гребного канала (трамплин)
1.30	КТП-794	ул. Родионова, у д.192
1.31	КТП-825	г. Н. Новгород, ул. Родионова, микрорайон «Медвежья долина»
1.32	ТП-839	ул. Деловая, д.11а (встр.)
1.33	КТП-849	ул. Родионова, у д.47
1.34	КТП-869	ул. Лысогорская, у д.89д
1.35	КТП-870	ул. Лысогорская, у д.89д
1.36	КТП-969	г.Н.Новгород, ул.Лысогорская, 89 стр.
1.37	КТП-884	ул. Родионова, напротив д.192, корп.4
1.38	КТП-885	г. Н. Новгород, между мкр. Верхние Печеры и садовод. тов-ом «Маяк»
1.39	КТП-895	г.Н.новгород, между мкр. Верхние Печеры и с/т Маяк
1.40	КТП-910	ул. Лысогорская, д.89Д
1.41	КТП-840	ул. Родионова, у д.190
1.42	КТП-975	г.Н.Новгород, ул.Яблоневая, д.28
2.		**Советский район**
2.1	ТП-87	ул. Ижорская, у д.34Б
2.2	ТП-161	ул. Генкиной, у д.84 А
2.3	ТП-266	ул. Артельная, у д.6в
2.4	ТП-321	ул. Невзоровых, у д.1Б
2.5	ТП-490	ул. Полтавская, у д.11 А(встр. в РП-74)
2.6	ТП-498	ул. Невзоровых, у д.6 А(встр. в РП-79)
2.7	ТП-549	ул. Кулибина, д.3 (встр.)
2.8	КТП-599	г. Н. Новгород, квартал ул. Ванеева, Генкиной, Невзоровых, Ижорской
2.9	КТП-673	ул. Ошарская, у д. 96А
2.10	КТП-710	ул. Тимирязева, д. 39А
2.11	ТП-4021	ул. Эльтонская, у д.38А (встр. в РП-20)
2.12	ТП-4087	ул. Агрономическая, у д.136А
2.13	ТП-4094	ул. Ванеева, у д.225а
2.14	ТП-4100	ул. Надежды Сусловой, у д.12а
2.15	ТП-4429	ул. Бекетова, у д.55а
2.16	ТП-4574	ул. Бекетова, у д.6г
2.17	ТП-4582	ул. Бекетова, у д.73б
2.18	ТП-4595	ул. Юбилейная, у д.39б
2.19	ТП-4706	ул. Мельникова - Печерского, у д.8а
2.20	ТП-4709	ул. Головнина, у д.34а

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	**2**	**3**
2.21	КТП-783	ул. Бориса Панина, у д.7а
2.22	ТП-507	пр. Гагарина, у д. 103
2.23	ТП-322	ул. Гаражная, у д.4 (встр. в РП-26)
2.24	ТП-4782	ул. Чукотская, у д.3в
2.25	КТП-983	Нижний Новгород, ул. 1-ая Оранжерейная
2.26	КТП-984	Нижний Новгород, ул. 1-ая Оранжерейная
3.		**Приокский район**
3.1	ТП-4008	Щербинки 1-й микрорайон, у д.28а
3.2	ТП-4011	ул. Тропинина, у д.12а
3.3	ТП-4033	ул. 40 лет Победы, у д.13
3.4	ТП-4036	ул. 40 лет Победы, у д.1 (встр. в РП-97)
3.5	ТП-4038	ул. Тропинина, у д.5б
3.6	ТП-4039	ул. Бонч-Бруевича, у д.3а
3.7	ТП-4040	ул. Углова, у д.5б
3.8	ТП-4047	ул. Тропинина, у д.18б
3.9	ТП-4048	ул. Тропинина, у д.18в
3.10	ТП-4057	ул. Арсеньева, у д.3а
3.11	ТП-4058	ул. Бонч-Бруевича, у д.2а
3.12	ТП-4072	ул. Тропинина, у д.3б
3.13	ТП-4079	ул. Горная, у д.2б
3.14	ТП-4080	ул. Тропинина, у д.57а
3.15	ТП-4105	ул. Маршала Голованова, у д.19г
3.16	ТП-4110	ул. Эпроновская, у д.10а
3.17	КТП-4136	м-н «Юго-Запад»
3.18	ТП-4138	пр. Гагарина, у д.210
3.19	ТП-4292	ул. Горная, у д.11, корп.2 (встр. в РП-77)
3.20	ТП-4347	г. Н. Новгород, ул. 40 лет Октября, д. № 1 Б
3.21	ТП-4433	ул. Терешковой, у д.7в
3.22	ТП-4599	Щербинки 1-й микрорайон, у д.6а
3.23	ТП-4607	Щербинки 1-й микрорайон, у д.29а
3.24	ТП-4622	ул. Кемеровская, у д.18а
3.25	ТП-4660	пр. Гагарина, у д.160а
3.26	ТП-4674	ул. Батумская, у д.9г
3.27	ТП-4702	ул. Маршала Жукова, у д.25а
3.28	ТП-4710	ул. Арсеньева, у д.1а
3.29	ТП-4764	ул. Углова, у д.1г
3.30	ТП-4767	ул. Маршала Голованова, у д.71а
3.31	ТП-4774	ул. Бонч-Бруевича, у д.1а
3.32	ТП-4811	ул. Пятигорская, у д.8 а(встр. в РП-10)
3.33	ТП-4818	ул. 40 лет Октября, у д.17б
3.34	КТП-4684А	ул. Полевая, у д.8
3.35	КТП-4831	ул. Горная, у д.11, корп.5
3.36	КТП-4921	ул. Тропинина, у д. 49
3.37	ТП-4828	ул. Тропинина, у д.18а
4.		**Канавинский район**
4.1	**ПС 110/6/6 кВ Заводская**	**ул. Интернациональная, у д.100, корп.9**
4.2	ТП-2034	Московское шоссе, у д.338 а

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	2	3
4.3	ТП-2285	ул. Витебская, у д.6 а
4.4	ТП-2304	ул. Болотникова, у д.9 а
4.5	ТП-2346	Московское шоссе, у д.142а
4.6	ТП-2436	ул. Пролетарская, у д.12б (встр. в РП-46)
4.7	ТП-2441	ул. Пролетарская, у д.6
4.8	ТП-2471	ул. Электровозная, у д.17а (встр. в РП-27)
4.9	ТП-2472	Московское шоссе, у д.304в
4.10	ТП-2477	Московское шоссе, у д.146а
4.11	ТП-2478	ул. Гордеевская, у д.20а
4.12	ТП-2500	ул. Бетанкура, у д.2
4.13	ТП-2515	ул. Витебская, у д.11 (встр. в РП-19)
4.14	КТП-2525	ул. Литературная, у д.6а
4.15	КТП-2531	ул. Советская, у д.18 (встр. в РП-113)
4.16	КТП-2536	ул. Бетанкура, у д.6
4.17	ТП-2700	ул. Зеленодольская, у д.54б
4.18	ТП-2734	ул. Витебская, у д.9а
4.19	ТП-2749	ул. Сергея Акимова, у д.43а
4.20	ТП-2830	Московское шоссе, у д.17б
4.21	ТП-2973	ул. Генерала Зимина, у д.26б
4.22	КТП-3301	ул. Волжская набережная, у д.1
4.23	КТП-3308	ул. Сергея Есенина, у д.41
4.24	КТП-3318	Мещерский бульвар
4.25	КТП-2556	ул. Витебская, у д.45
4.26	ТП-2549	ул. Сибирская, д.3 (встр.)
4.27	КТП-2562	Московское шоссе, у д.11
4.28	ТП-2569	ул. Чкалова, д.4
4.29	ТП-3343	ул. Гордеевская, д.7(встр.)
4.30	КТП-5504	г.Нижний Новгород, ул. Гордеевская, между д. 105 и 131
5.		**Ленинский район**
5.1	ТП-2051	ул. Геройская, д.11а (встр.)
5.2	ТП-2151	ул. Завкомовская, у д.6а
5.3	ТП-2287	ул. Подводников, у д.2а
5.4	ТП-2333	Заречный бульвар, у д.9 б
5.5	ТП-2374	ул. Новикова - Прибоя, у д.23б
5.6	ТП-2469	ул. Баумана, у д.60а
5.7	ТП-2473	ул. Каширская, у д.70 а
5.8	ТП-2537	пр. Ленина, у д.71 б(встр. в РП-114)
5.9	ТП-2538	пр. Ленина, у д.67а
5.10	ТП-2534	ул. Деревообделочная, у д.2 (встр. в РП-108)
5.11	ТП-2721	ул. Июльских Дней, у д.9 а
5.12	ТП-2742	ул. Глеба Успенского, у д.10а
5.13	ТП-2789	ул. Глеба Успенского, у д.4а
5.14	ТП-2944	пр. Ленина, у д.17 а
5.15	ТП-2547	ул. Деревообделочная, д.2 (встр.)
5.16	КТП-2554	ул. Адмирала Макарова, у д.3
5.17	ТП-2574	ул. Фабричная, у д.2, корп.2 (котельная)
5.18	ТП Кислородной станции	ул. Июльских дней, 1

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	**2**	**3**
5.19	КТП-2975	ул. Июльских дней, у д.1
5.20	КТП-2580	ул. Июльских дней, у д.1
5.21	КТП-2568	ул. Июльских дней, у д.1
5.22	ТП-2958	пр. Ленина, у д.54
5.23	КТП-2632	г.Нижний Новгород, Ленинский р-н
6.		**Сормовский район**
6.1	**ПС 110/6/6 кВ Старо-Сормовская**	**пер. Пензенский, у д.16а**
6.2	ТП-3121	ул. Ясная, напротив д.6а
6.3	ТП-3148	ул. Мокроусова, у д.19б
6.4	ТП-3159	ул. Свободы, у д.118
6.5	ТП-3168	ул. Ногина, у д.4а
6.6	ТП-3169	ул. Ногина, у д.4б
6.7	ТП-3172	пр. Союзный, у д.3б
6.8	ТП-3175	пр. Союзный, у д.13а
6.9	ТП-3322	ул. Белоозерская, у д.1б
6.10	ТП-3353	ул. Белоозерская, у д.3б
6.11	ТП-3404	ул. Дмитрия Павлова, у д.3б
6.12	ТП-3410	ул. Судостроительная, у д.24
6.13	ТП-3448	ул. Ясная, у д.31
6.14	ТП-3459	ул. Мокроусова, у д.17а
6.15	ТП-3477	ул. Васенко, у д.3а
6.16	ТП-3491	ул. Свирская, у д.20а
6.17	ТП-3514	ул. Энгельса, у д.1б
6.18	ТП-3518	ул. Никиты Рыбакова, у д. 2а
6.19	ТП-3531	ул. Полесская, у д.11б
6.20	ТП-3583	ул. Полесская, у д.16б
6.21	ТП-3584	ул. Ясная, у д.32
6.22	ТП-3591	ул. Зайцева, у д.1
6.23	ТП-3592	ул. Зайцева, у д.5
6.24	ТП-3329	ул. Коминтерна, у д.139 (встр. в РП-107)
6.25	ТП-5130	ул. Ярошенко, у д.7А
6.26	ТП-3593	ул. Зайцева, у д.22а
6.27	ТП-3233	г.Н.Новгород, ул. Труда, д.18А
6.28	КТП-5503	г. Нижний Новгород, ул. Коперника
7.		**Московский район**
7.1	ТП-3143	ул. Софьи Перовской, д.13а
7.2	КТП-3328	ул. Березовская, у д.85а
7.3	ТП-5001	ул. Чаадаева, д.14 (встр.)
7.4	ТП-5002	ул. Чаадаева, у д.22б
7.5	ТП-5005	ул. Чаадаева, д.16 (встр.)
7.6	ТП-5006	ул. Чаадаева, д.20 (встр.)
7.7	ТП-5007	ул. Чаадаева, д. № 52 ж
7.8	ТП-5008	ул. Чаадаева, у д.40б
7.9	ТП-5009	ул. Баранова, у д.12б
7.10	ТП-5010	ул. Чаадаева, у д.15а
7.11	ТП-5011	ул. Панфиловцев, у д.13а
7.12	ТП-5014	ул. Черняховского, у д.6а

№ п/п	Диспетчерское наименование	Фактический адрес расположения
1	2	3
7.13	ТП-5015	ул. Черняховского, у д.5б
7.14	ТП-5017	ул. Ярошенко, у д.3б
7.15	ТП-5018	ул. Ярошенко, у д.9а
7.16	ТП-5019	ул. Ордженикидзе, у д.23
7.17	ТП-5020	ул. Ярошенко, д.15а
7.18	ТП-5021	ул. Чаадаева, у д.5г
7.19	КТП-5022	ул. Чаадаева, у д.3/1
7.20	ТП-5024	ул. Рябцева, у д.11а
7.21	ТП-5025	ул. Чаадаева, д.30а (встр.)
7.22	ТП-5026	ул. Чаадаева, у д.40в
7.23	ТП-5028	ул. Чаадаева, у д.46а
7.24	ТП-5029	ул. Мечникова, у д.47а
7.25	ТП-5031	ул. Чаадаева, у д.6б
7.26	ТП-5032	ул. Черняховского, у д.9в
7.27	ТП-5033	ул. Чаадаева, у д.12в
7.28	ТП-5034	ул. Мечникова, у д.43а
7.29	ТП-5035	ул. Рябцева, у д.12б
7.30	ТП-5036	ул. Баранова, у д.9б
7.31	ТП-5037	ул.Баранова, д. № 11 А
7.32	КТП-5037А	ул. Баранова, рядом с д. № 11
7.33	ТП-5038	ул. Мечникова, у д.69а
7.34	ТП-5039	ул. Чаадаева, у д.12г
7.35	ТП-5041	ул. Красных Зорь, у д.15
7.36	ТП-5042	ул. Красных Зорь, у д.17б
7.37	ТП-5043	ул. Чаадаева, у д.33б
7.38	ТП-5044	ул. Красных Зорь, у д.25б
7.39	ТП-5045	ул. Красных Зорь, у д.24б
7.40	ТП-5103	ул. Красных Зорь, у д.11 б(встр. в РП-83)
7.41	ТП-5104	ул. Красных Зорь, у д.18а (встр. в РП-84)
7.42	ТП-5105	ул. Красных Зорь, у д.23в (встр. в РП-85)
7.43	ТП-5106	ул. Панфиловцев, у д.7 а(встр. в РП-80)
7.44	ТП-5107	ул. Мирошникова, у д.7а (встр. в РП-87)
7.45	ТП-5109	ул. Героя Давыдова, у д.14а (встр. в РП-82)
7.46	ТП-5116	ул. Черняховского, д.9 (встр.)
7.47	ТП-5123	ул. Рябцева, у д.27б
7.48	ТП-5127	ул. Мечникова, у д.55а
7.49	КТП-3385	ул. Ярошенко, у д.5а
7.50	КТП-3202	ул. Маршала Воронова, у д.20а
7.51	ТП-5140	ул. Чаадаева, у д.39а
7.52	ТП-5027	г. Нижний Новгород, ул. Чаадаева

Остаточный ресурс

Большая часть ТП находится в эксплуатации от 30 лет и более. Многие трансформаторы выработали свой гарантийный ресурс.

Уровень физического износа оборудования **филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»** отражен в таблице 3.1.19.

Таблица 3.1.19 - Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п	Наименование объектов	31.12.2020	31.12.2021
1	2	3	4
1	ВЛ 0,4-20 кВ, %	68,9	70,6
2	ВЛ 35-110 кВ, %	76,7	80,6
3	ВЛ 0,4-110 кВ, %	71	73,9
4	КЛ 0,4-20 кВ, %	67,3	67,9
5	КЛ 35-110 кВ, %	34,3	43,9
6	КЛ 0,4-110 кВ, %	54	59,7
7	ЛЭП 35-110 кВ, %	65,7	73,6
8	ЛЭП 3-20 кВ, %	67,4	69,6
9	ЛЭП 0,4 кВ, %	70,5	70,8
10	Трансформаторное оборудование 35-110 кВ, %	74,3	78
11	Трансформаторное оборудование 3-110 кВ, %	72,4	75,9
12	Коммутационные аппараты 35-110 кВ, %	69,7	73,1
13	Коммутационные аппараты 3-110 кВ, %	69,3	72,2
14	Оборудование подстанций 35-110 кВ, %	73,7	77,5
15	Оборудование подстанций 3-110 кВ, %	69,5	72,9
16	Общий износ Россети Центр и Приволжье, %	66,8	69,7

Общий уровень износа оборудования системы электроснабжения филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» по состоянию на 31.12.2021 составил 69,7%.

Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения **АО «ЭСК»** отражен в таблице 3.1.20.

Таблица 3.1.20 - Уровень физического износа оборудования АО «ЭСК»

п/п	Объект электросетевого хозяйства	Уровень напряжения	Уровень физического износа, %		Динамика изменения показателя
			2020	2021	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформаторные подстанции	6 (10)/0,4 кВ	66,0	68,0	3,03
2	Распределительные пункты (РП)	6 кВ	66,0	68,0	3,03
3	Воздушная линия (ВЛ)	0,4 кВ	88,0	89,0	1,13
4	Воздушная линия (ВЛ)	6 кВ	88,0	89,0	1,13
5	Кабельная линия (КЛ)	0,4 кВ	88,0	89,0	1,13
6	Кабельная линия (КЛ)	6 кВ	88,0	89,0	1,13

Общий уровень износа оборудования системы электроснабжения АО «ЭСК» по состоянию на 31.12.2021 составил 89 %.

Общий уровень физического износа объектов системы электроснабжения **ООО «Нижегородская электросетевая компания»** составляет более 60% (Таблица 3.1.21.)

Таблица 3.1.21 - Уровень физического износа объектов ООО «Нижегородская электросетевая компания»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (шт, км)		Уровень износа (%)
			на конец	на конец	
			2020 г	2021 г	
1	2	3	4	5	6
1	110	ПС	1	1	89%
2	220	ПС	1	1	59%
3	6-10	РП	24	24	79%
		ТП	245	245	
		ВЛЭП	0	0	
		КЛЭП	672,81	686,59	59%
4	0,4	ВЛЭП	0,08	0,08	0%
		КЛЭП	0	0,5	0%

Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения **ООО «Электросети»** отражен в таблице 3.1.22.

Таблица 3.1.22 - Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения ООО «Электросети»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (шт, км)		Уровень износа (%)
			2020г	2021г	
1	2	3	4	5	6
1	35	ВЛЭП	20,1	20,1	60%
2	6-10	РП	27	27	45%
		ТП	127	160	
		ВЛЭП	70,89	78,79	54%
		КЛЭП	182,33	191,12	
3	0,4	ВЛЭП	73,38	117,70	42%
		КЛЭП	37,99	45,88	

Общий уровень износа оборудования системы электроснабжения ООО «Электросети» по состоянию на 31.12.2021 составил 54 %.

Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения **ООО «Специнвестпроект»** отражен в таблице 3.1.23.

Таблица 3.1.23 - Уровень физического износа оборудования системы электроснабжения ООО «Специнвестпроект»

№ п/п	Наименование объекта электросетевого хозяйства	Ед.изм.	Количество (шт, км)	
			на конец	на конец
			2020 г	2021 г
1	2	3	4	5
1	КЛ 0,4 кВ	%	79	77
2	ВЛ 0,4 кВ	%	41	41
	КЛ 6-10 кВ	%	66	66,4
	ВЛ 6-10 кВ	%	44	45
	ВЛ 35 кВ	%	9	10,5
	ВЛ 110 кВ	%	82	84,5
	ТП 6-10 кВ	%	73	71,5
	РВ 6-10 кВ	%	51,1	52
	ПС 35/6-10 кВ	%	71,3	73
	ПС 110/6-10 кВ	%	45	46

Для обеспечения бесперебойной эксплуатации проводится незапланированный ремонт оборудования некоторых из этих ТП. Срок эксплуатации продлевается на основании проведенного технического освидетельствования. Все ТП находятся в рабочем техническом состоянии.

Ограничения использования мощностей

На сегодняшний день энергодефицита в Нижегородской области нет. Все потребности Нижегородской области в энергоресурсах покрываются в полном объеме.

Существующий дефицит установленных генерирующих мощностей в Нижегородской области не оказывает влияния на покрытие собственных потребностей в электроэнергии, так как имеются межсистемные связи, обеспечивающие перетоки электроэнергии из смежных энергосистем.

Информация по резерву мощности источников электроснабжения представлена в разделе 3.1.2.4.

Система автоматизации источников электроснабжения.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 19.06.2020 №890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» с 01.01.2021 в отношении точек учета электрической энергии необходимо проведение комплекса мероприятий по установке интеллектуальных систем учета электрической энергии. К интеллектуальным системам учета электрической энергии (мощности) относится совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии.

На территориальные сетевые организации возложена обязанность по оборудованию точек учета данными системами (гарантирующие поставщики в отношении многоквартирных домов), а также обеспечению полного комплекса обмена информацией между всеми участниками рынка электрической энергии.

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» в рамках реализации программы цифровой трансформации продолжает массовое оснащение потребителей Нижегородской области «умными» приборами учета электрической энергии.

Потребитель больше не должен ежемесячно передавать показания счетчика и следить за его исправностью. «Умный» счетчик сам передает текущие показания и дает сигнал энергосетевой компании об аварии в сети, а также сообщает о несанкционированном вмешательстве.

Установка «умных» счетчиков ведется уже несколько лет, и их повсеместное внедрение дает положительный эффект – снижаются потери в электросетях, сокращается количество несанкционированных подключений, улучшается платежная дисциплина. Все это позволяет электросетевой компании полноценно выполнять ремонтную программу и обеспечивать надежное электроснабжение добропорядочных потребителей Нижегородской области. Также независимый учет показаний снимает все разногласия по объемам потребленной электроэнергии между потребителями, сетевыми и сбытовыми компаниями.

Всего на территории региона с 2017 года специалисты энергосетевой компании установили больше 142 тыс. «умных» счетчиков. В 2021 году охват интеллектуальными приборами учета составил 24% от общего количества потребителей.

Качество эксплуатации, наладки и ремонтов

Обеспечение надежного и качественного энергоснабжения – это основная задача электросетевой компании.

Эксплуатацию электрооборудования территориальных сетевых организаций производит подготовленный электротехнический персонал (электромонтеры по ремонту и обслуживанию электрооборудования цеха электроснабжения), также дежурный оперативно-ремонтный персонал, производящий допуск в электроустановки и ликвидацию аварийных ситуаций.

Производятся ежемесячные технические обслуживания всего оборудования, технические ремонты - один раз в год.

Все работы в электроустановках проводятся по нарядам и распоряжениям, также, согласно перечню работ, – в порядке текущей эксплуатации.

Персонал обеспечивает содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативной документации по эксплуатации электрооборудования, правил безопасности.

Также проводятся работы по эксплуатации электрооборудования по договорам обслуживания.

Ежегодно выполняются профилактические работы электротехнического оборудования ПС, ТП и работы по техническому обслуживанию электрических сетей и электроустановок потребителей, работы по текущему содержанию сетей уличного освещения.

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» обеспечивает реализацию различных программ развития по направлениям деятельности.

Ремонтная программа - важная составляющая стабильной ежедневной бесперебойной работы всего электросетевого комплекса Нижегородской области.

В 2020 году энергетики отремонтировали 2 254 трансформаторных подстанции и 9,5 тысяч километров воздушных линий электропередачи (ВЛ) 0,4-110 кВ. Ремонт оборудования был проведен на центрах питания классом напряжения 35-110 кВ. 5,8 тысяч га просек воздушных ЛЭП расчищены от древесной и кустарной растительности, заменены почти 6 тыс. дефектных опор.

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» в 2021 году направили на реализацию ремонтной программы 1,9 млрд рублей.

К отопительному сезону энергетики отремонтировано 10 191 км воздушных и кабельных линий электропередачи. С целью предупреждения аварийных ситуаций произведена расчистка 5 923 га просек воздушных линий. Проведен ремонт 2 257 трансформаторных подстанций и 8 силовых трансформаторов 35-110 кВ.

Также проведена покраска в корпоративные синий и серый цвета 72 опор воздушных линий. Для улучшения безопасности и устойчивого энергоснабжения на воздушных линиях 6-10 кВ выполнена замена 168 км неизолированного провода на самонесущий изолированный провод.

Всего в ремонтных работах задействовано 221 бригада и 747 единиц техники. Все сотрудники прошли техническое обучение по технике безопасности при выполнении ремонтных и строительно-монтажных работ на линиях и подстанциях, расчистке и расширении просек ЛЭП.

С целью повышения качества электроэнергии и обеспечения бесперебойного

снабжения энергопринимающих устройств потребителей **АО «ЭСК»** ведёт постоянную и систематическую работу по ремонту объектов электросетевого хозяйства и поддерживает их в работоспособном состоянии. С этой целью в течении 2021г были проведены капитальные ремонты на 55 объектах электросетевого хозяйства, в том числе проложено 12,5 км. кабельных линий 6-10 кВ и 3 км. кабельных линий 0,4 кВ. Проведены работы по замене кровли на 3 трансформаторных подстанциях и ремонту отмостки на 20 трансформаторных подстанциях. Проведено 3 капитальных ремонта трансформаторных подстанций.

В рамках выполнения ремонтной программы 2020 года АО «ЭСК» выполнило капитальный ремонт:

- кабельных линий 6 кВ - 20,665 км,
- кабельных линий 0,4 кВ – 6,552 км,
- трансформаторных подстанций (ТП) – 8 единиц,
- кровли ТП – 11 единиц,

что существенно повысило надежность электроснабжения потребителей Автозаводского района.

С целью обеспечения бесперебойного снабжения энергопринимающих устройств потребителей **ООО «НЭСК»** ведёт постоянную и систематическую работу по ремонту объектов электросетевого хозяйства и поддерживает их в работоспособном состоянии. С этой целью в течение 2021г были проведены планово-предупредительные ремонты на 155 объектах электросетевого хозяйства

Сведения о выводе в ремонт и выводе из ремонта электросетевых объектов ООО «НЭСК» за 2021 год представлены в таблице 3.1.24.

Таблица 3.1.24 - Сведения о выводе в ремонт и выводе из ремонта электросетевых объектов ООО «НЭСК» за 2021 год

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
1	ТП 4334	ТП 14 Литейного-1	09.01.2021г.	13.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
2	ТП 1327	ТП 7 ИП	18.01.2021г.	14.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
3	ТП 4526	ТП Северная ц. автоматов	17.01.2021г.	15.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
4	ТП 1121	ТП 1 УКЭР	15.02.2021г.	17.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
5	ТП 2328	ТП 2 Сборочного-1	28.02.2021г.	18.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
6	ТП 2425	ТП Колёсная-5	24.01.2021г.	21.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
7	ТП 3225	ТП 4 УСП	31.01.2021г.	22.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
8	ТП 3421	ТП 1 ЦОК	11.01.2021г.	23.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
9	ТП 1525	ТП Кузовная-9	08.01.2021г.	24.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
10	ТП 4441	ТП 18 Литейного-8	10.01.2021г.	30.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
11	ТП 1122	ТП 2 УКЭР	21.02.2021г.	31.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
12	ТП 1124	ТП 4 УКЭР	20.06.2021г.	31.01.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
13	ЦРП-8	ЦРП-8	01.04-30.04.2021г.	04.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
14	ТП 4422	ТП Литейная 3	05.12.2021г.	05.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
15	ТП 4442	ТП 19 Литейного-8	10.01.2021г.	07.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
16	ТП 4322	ТП Термическая	11.07.2021г.	12.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
17	ТП 4525	ТП Южная ц. автоматов	14.02.2021г.	14.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
18	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 40, 42, 44, 46, 48 5 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.11-30.11.2021г.	21.02.2020г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
19	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 50, 52, 56, 58, 60, 62, 64 5 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.12-31.12.2021г.	21.02.2020г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
20	ТП 3422	ТП 2 ЦОК	17.04.2021г.	27.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
21	ЦРП-10	РП-1 Прессовой кузницы	01.022021г.	28.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
22	ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	Яч. 5,15,17,23, 27,29,31, 33, 37, 39 1 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	01.022021г.	28.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
23	ТП 3525	ТП 5 АРК	25.07.2021г.	28.02.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
24	ТП 3423	ТП 3 ЦОК	21.03.2021г.	06.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
25	ТП 4221	ТП 1 Прессовой кузницы	08.02.2021г.	14.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
26	ТП 4222	ТП 2 Прессовой кузницы	22.02.2021г.	14.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
27	ТП 2322	ТП 2 Прессового-1 (3с.ш.)	06.12.2021г.	16.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
28	ТП 1324	ТП 4 ИП	24.05.2021г.	17.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
29	ТП 1328	ТП Западная ИП	13.06.2021г.	20.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
30	ТП 4432	ТП 9 Литейного-7	14.03.2021г.	21.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
31	ТП 4433	ТП 10 Литейного-7	14.03.2021г.	21.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
32	ТП 3323	ТП Западная МСК-1	22.03.2021г.	22-23-26.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
33	ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	Яч. 41,43 ,45, 47, 49, 63 ,81 3 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	01.04-30.04.2021г.	28.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
34	ЦРП-11	РП-2 Прессовой кузницы	01.03.2021г.	31.03.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
35	ТП 5122	ТП Эл. нагр. и печей	18.07.2021г.	03.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
36	ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	Яч. 2,18,26,30 ,32,34, 40 2 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	01.03-31.03.2021г.	04.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
37	ТП 1421	ТП Кузовная-1	04.04.2021г.	10.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
38	ТП 1422	ТП Кузовная-2	07.03.2021г.	11.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
39	ТП 4331	ТП 11 Литейного-1	11.04.2021г.	11.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
40	ТП 4333	ТП 13 Литейного-1	08.08.2021г.	17.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
41	ТП 6221	ТП Западная МСЦ-2	12.04.2021г.	18.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
42	ТП 4426	ТП 14 Литейного-7	19.04.2021г.	19.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
43	ТП 2423	ТП Колёсная-3	11.05.2021г.	24.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
44	ТП 4332	ТП 12 Литейного-1	03.11.2021г.	25.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
45	ТП 3326	ТП 4 МСК-1	26.04.2021г.	26.04.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
46	ТП 2321	ТП 1 Прессового-1	24.04.2021г.	02.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
47	ТП 1522	ТП Кузовная-6	18.01.2021г.	04.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
48	ТП 4434	ТП 11 Литейного-7	04.05.2021г.	04.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
49	ТП 2221	ТП РМК	05.05.2021г.	05.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
50	ТП 2424	ТП Колёсная-4	30.05.2021г.	05.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
51	ТП 5222	ТП 2 ПАЛА	10.05.2021г.	06.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
52	ТП 3527	ТП 7 АРК	18.04.2021г.	07.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
53	ТП 1527	ТП Кузовная-12	01.02.2021г.	08.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
54	ОРУ-110 кВ ГПП»Чайка»	ОРУ-110 кВ ГПП»Чайка»	01.08-31.08.2021г.	12.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
55	ТП 9	ТП 9 корп. МСК-11	29.03.2021г.	16.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
56	ТП 11	ТП 11 корп. МСК-11	29.03.2021г.	16.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
57	ТП 4225	ТП 1 КЗЦ	16.05.2021г.	16.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
58	ТП 4329	ТП 9 ЛККЧ	17.05.2021г.	17.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
59	ТП 5123	ТП 3 ПАЛА	27.04.2021г.	29.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
60	ТП 4444	ТП 23 Литейного-8	03.05.2021г.	30.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
61	ЦРП-12	ЦРП-12	01.05.2021г.	31.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
62	ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	Яч. 42,46,48,50,52,54, 58,60, 76,78 4 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Чайка»	01.05.2021г.	31.05.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
63	ТП 3121	ТП ВЗТ	25.04.2021г.	02.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
64	ТП 3327	ТП 3 КСГА	06.06.2021г.	03.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
65	ТП 2121	ТП 1 МСЦ-1	06.06.2021г.	05.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
66	ТП 4121	ТП ЗКПД-30	23.05.2021г.	13.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
67	ТП-75	ТП-75 КЦЛ	13.06.2021г.	13.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
68	ТП 4429	ТП Литейная-5	07.06.2021г.	14.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
69	ТП 1325	ТП 5 ИП	14.06.2021г.	14.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
70	ТП 4336	ТП Кузнечная-1	07.02.2021г.	16.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
71	ТП 2123	ТП 3 МСЦ-1	14.06.2021г.	20.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
72	ТП 4223	ТП 3 Прессовой кузницы	20.06.2021г.	20.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
73	ТП 5522	ТП пристроя запчастей	21.06.2021г.	21.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
74	ТП 3425	ТП 5 ЦОК	28.04.2021г.	26.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
75	ТП 4431	ТП 7 Литейного-4	11.06.2021г.	27.06.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
76	ТП 2521	ТП Волга	21.06.2021г.	03.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
77	ТП 4430	ТП 6 Литейного с.ч	05.07.2021г.	05.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
78	ТП 3424	ТП 4 ЦОК	07.05.2021г.	06.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
79	ТП 1524	ТП Кузовная-7	28.06.2021г.	10.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
80	ТП 3427	ТП ЦОК-7	08.11.2021г.	11.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
81	ТП 2426	ТП Колёсная-6	12.07.2021г.	12.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
82	ТП 7828	ТП Больница 13	12.07.2021г.	12.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
83	ТП 4337	ТП Кузнечная-2	18.07.2021г.	18.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
84	ТП 2324	ТП 1 Прессового-2	19.07.2021г.	24.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
85	ТП 2421	ТП Колёсная-1	25.07.2021г.	25.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
86	ТП 2122	ТП 2 МСЦ-1	29.08.2021г.	25.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
87	ТП 6621	ТП 1 ЦРРМ	26.07.2021г.	26.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
88	ТП 3621	ТП ЦКАЗ	26.07.2021г.	26.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
89	ТП 5221	ТП 1 ПАЛА	02.08.2021г.	27.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
90	КТП-1	КТП-1 КГШ	31.07.2021г.	31.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
91	КТП-2	КТП-2 КГШ	31.07.2021г.	31.07.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
92	ТП 1523	ТП Кузовная-11	25.01.2021г.	01.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
93	ТП 2329	ТП 1 Сборочного-1	30.08.2021г.	01.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
94	ТП 2422	ТП Колёсная-2	27.09.2021г.	01.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
95	ТП 4447	ТП 13а Литейного-7	17.10.2021г.	01.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
96	ТП-79	ТП-79 КЦЛ	27.06.2021г.	03.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
97	ТП-80	ТП-80 КЦЛ	27.06.2021г.	04.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
98	ТП-76	ТП-76 КЦЛ	29.07.2021г.	05.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
99	ТП-81	ТП-81 КЦЛ	30.07.2021г.	05.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
100	ТП 1322	ТП Восточная ИП	09.08.2021г.	13.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
101	ТП 1528	ТП Кузовная-8	28.03.2021г.	14.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
102	ТП 4330	ТП 10 Литейного-1	01.08.2021г.	15.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
103	ТП 4423	ТП Литейная-4	15.08.2021г.	15.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
104	ТП 1323	ТП Средняя ИП	16.08.2021г.	16.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
105	ТП 1424	ТП Кузовная-4	22.08.2021г.	18.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
106	ТП 4435	ТП 15 Литейного-2	05.04.2021г.	21.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
107	ТП 3521	ТП Западная радиаторная	23.08.2021г.	23.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
108	ТП 4348	ТП 2 Рессорная	05.07.2021г.	29.08.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
109	ТП 1425	ТП Кузовная-14	13.09.2021г.	04.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
110	ТП 3326	ТП 4 МСК-1	05.09.2021г.	05.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
111	ТП 4338	ТП 8-Литейного КЧ	12.09.2021г.	05.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
112	ТП 4323	ТП Вентвставки	06.09.2021г.	06.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
113	ЦРП-6	ЦРП-6	01.02-28.02.2021г.	1-2 с.ш - 12.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
114	ТП 2523	ТП Гидроузлов-3	24.10.2021г.	18.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
115	ТП 4450	ТП 24 Литейного-8	03.05.2021г.	19.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
116	ТП 4446	ТП 13 Литейного-7	19.09.2021г.	19.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
117	ТП 2323	ТП 3 Прессового-1	20.09.2021г.	20.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
118	ТП 4321	ТП Литейного к/ч	26.09.2021г.	26.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
119	ЦРП-3	ЦРП-3	01.09.2021г.	30.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
120	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 3, 5, 7, 9, 11, 13, 1 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.09.2021г.	30.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
121	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 119, 121, 123, 125, 127 2 с.ш ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.09.2021г.	30.09.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
122	ТП 3325	ТП Восточная МСК-1	04.10.2021г.	02.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
123	ТП 4427	ТП Литейная-1	03.10.2021г.	03.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
124	ТП 4443	ТП 22 Литейного-8	21.11.2021г.	03.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
125	ЦРП-4	ЦРП-4	01.03-31.03.2021г.	1 с.ш-26.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
126	ТП 5	ТП 5 корп. МСК-11	09.03.2021г.	10.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
127	ТП 8	ТП 8 корп. МСК-11	15.03.2021г.	10.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
128	ТП 4428	ТП Литейная-2	12.10.2021г.	12.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
129	ТП 1426	ТП Кузовная-13	04.07.2021г.	17.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
130	ТП 3522	ТП Восточная арматурная	13.10.2021г.	24.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
131	ТП 12	ТП 12 корп. МСК-11	29.03.2021г.	31.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
132	ТП 1526	ТП Кузовная-10	18.10.2021г.	31.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
133	ЦРП-7	ЦРП-7 (3-4 с.ш.)	01.10.2021г.	31.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
134	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 29, 31, 33, 35, 39, 3 с.ш. ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.10.2021г.	31.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
135	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч. 63, 65, 67, 69, 4 с.ш ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.10.2021г.	31.10.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
136	ТП 4324	ТП Стержневая	01.11.2021г.	01.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
137	ТП 4328	ТП Электронагрева	28.11.2021г.	05.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
138	ТП 1	ТП 1 корп. МСК-11	01.03.2021г.	06.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов		Дата вывода в ремонт	Дата вывода из ремонта	Причина ремонта
1	2		3	4	5
139	ТП 4445	ТП 12 Литейного-7	07.11.2021г.	06.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
140	ТП 4449	ТП 16 Литейного-8	14.11.2021г.	07.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
141	РП 4211	РП Нагр. установок	25.10.2021г.	14.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
142	ТП 4440	ТП 17 Литейного-8	14.11.2021г.	14.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
143	ТП 2522	ТП 2 ЦСЛА	22.11.2021г.	20.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
144	ТП 1521	ТП Кузовная-5	15.11.2021г.	21.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
145	ТП 1321	ТП Главная контора	29.11.2021г.	28.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
146	РП 1106	РП УКЭР	01.11.2021г.	30.11.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
147	ТП 1423	ТП Кузовная-3	20.12.2021г.	05.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
148	ЦРП-7	ЦРП-7 (1-2 с.ш.)	01.10-31.10.2021г.	11.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
149	ТП 4522	ТП 2 Литейного-3	13.12.2021г.	13.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
150	ТП 7831	ТП Автотехникум	12.12.2021г.	18.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
151	ТП 2322	ТП 2 Прессового-1 (1-2с.ш.)	06.12.2021г.	19.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
152	ТП 3324	ТП Средняя МСК-1	19.12.2021г.	19.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
153	ТП 3321	ТП 1 КСГА	26.12.2021г.	26.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
154	ТП 3322	ТП 2 КСГА	27.12.2021г.	27.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)
155	ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	Яч.86, 88, 90 6 с.ш ЗРУ-10кВ ГПП «Дизель»	01.12.2021г.	31.12.2021г.	ППР (планово-предупредительный ремонт)

В состав **ООО «Электросети»** входит Департамент ремонтов и эксплуатации, осуществляющий текущие и внеплановые ремонты оборудования и зданий ТП, РП, кабельных линий, устройств релейной защиты и автоматики, средств измерений, узлов учёта электроэнергии, надзор за состоянием трасс ЛЭП, согласование производства земляных работ, испытания электрооборудования и электрических сетей, защитных средств, рабочего инструмента, трансформаторного масла, съём показаний счётчиков электрической энергии, обслуживание и ремонт офисной техники.

Оперативное и ремонтное обслуживание **МП «Инженерные сети»** осуществляется собственными силами организации. Собственного персонала МП «Инженерные сети» для обслуживания должно быть - 43 сотрудника по расчетам.

Организациями электросетевого хозяйства ежегодно выполняются ремонтные работы электротехнического оборудования ПС, ТП и работы по техническому обслуживанию электрических сетей и электроустановок потребителей, работы по текущему содержанию сетей уличного освещения, в рамках плановых ремонтов, утвержденных программ ремонтов.

Системы учета расхода ресурсов

Определение объема потребления (производства) электрической энергии (мощности) на розничных рынках, оказанных услуг по передаче электрической энергии, а

также фактических потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства осуществляется на основании данных, полученных:

- с использованием приборов учета электрической энергии, в том числе включенных в состав измерительных комплексов, систем учета;

- при отсутствии приборов учета и в определенных случаях - путем применения расчетных способов, предусмотренных Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

По данным **АО «ЭСК»** уровень оснащенности приборами учета электрической энергии за 2021 год составил 62,8%, в том числе населения – 89,1%, юридических лиц – 47,3% (Таблица 3.1.25.)

Таблица 3.1.25 - Уровень оснащенности приборами учета электрической энергии за 2021 год объектов АО «ЭСК»

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	2020 год, ед.	2021 год, ед.
1	2	3	4	5
1	Количество точек поставки	Ед.	17586	17625
1.1.	оборудованы приборами учета	Ед.	12 093	11 073
1.2.	Уровень оснащенности	%	68,8	62,8
2	Юридические лица (в том числе многоквартирные дома	Ед.	11353	11087
2.1.	оборудованы приборами учета	Ед.	5911	5248
2.2.	Уровень оснащенности	%	52,0	47,3
3	Физические лица	Ед.	6233	6538
3.1.	оборудованы приборами учета	Ед.	6182	5825
3.2.	Уровень оснащенности	%	99,2	89,1

По данным **ООО «Нижегородская электросетевая компания» о**бщее количество точек поставки электрической энергии составляет 539 точек.

Из них 100% точек поставки оснащены приборами учета. Общее количество точек поставки, оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой - 539 точки.

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» в рамках реализации программы цифровой трансформации продолжает массовое оснащение потребителей Нижегородской области «умными» приборами учета электрической энергии.

В 2021 году охват интеллектуальными приборами учета составил 24% от общего количества потребителей.

Расход ресурсов

Расход ресурсов потребителями за 2021 год представлен в разделе 3.1.2.3.

Проблемы и направления их решения

Состояние оборудования системы электроснабжения городского округа характеризуется высоким износом.

Высоким уровнем износа характеризуется оборудование подстанций. Уровень износа колеблется от 45 до 80%.

В целях повышения надежности и бесперебойности электроснабжения снижения потерь электрической энергии электросетевыми компаниями, в перспективе необходима реализация мероприятий реконструкции подстанций с заменой оборудования.

Для создания надежных систем электроснабжения, обеспечивающих потребности потребителей, необходимо реализовать следующие основные мероприятия:

- модернизация существующих трансформаторных и распределительных пунктов;
- оснащение потребителей приборами учета в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» для сокращения потерь электроэнергии от потребления без учета.

3.1.2.2. Анализ эффективности и надежности сетей электроснабжения. имеющиеся проблемы и направления их решения

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, резервирование, применяемые графики работы и их обоснованность, статистика отказов и среднего времени восстановления работы, качество эксплуатации и диспетчеризации, состояние учета.

Схема и структура сетей

Территория городского округа Нижний Новгород входит в зону обслуживания АО «Волгаэнергосбыт».

На территории Нагорной части города Нижнего Новгорода (Нижегородский, Советский, Приокский районы), Заречной части (за исключением территории Автозаводского района) основную часть территорий обслуживает ПАО «Россети Центр и Приволжье» и иные сетевые организации, тогда как территорию Автозаводского района обслуживают сетевые организации ООО «Электросети» и АО «Электросетевая компания».

Передачу электроэнергии потребителям сетевые организации осуществляют по сетям, находящимся в собственности организаций, либо переданным в эксплуатацию администрацией города Нижнего Новгорода по договорам аренды. В эксплуатации у сетевых организаций находятся электроустановки и линейные объекты электроснабжения напряжением от 0,4 до 110 кВ.

Характеристика технических параметров и состояния

Распределение электроэнергии по городскому округу город Нижний Новгород осуществляется на напряжении 220кВ, 110кВ, 10 кВ и 6 кВ по воздушным и кабельным сетям.

Все находящиеся на территории энергосистемы городского округа город Нижний Новгород электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами единой национальной электрической сети (ЕНЭС), а их эксплуатация осуществляется Нижегородским ПМЭС. Общая протяженность электросетевых объекты напряжением 220 кВ на территории городского округа город Нижний Новгород составляет 446,1 км.

Общая протяженность электросетевых объекты напряжением 110 кВ на территории городского округа город Нижний Новгород составляет 556,29 км. Основная часть электросетевых объектов напряжением 110 кВ является объектами филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» (87%), протяженностью 483,93 км. Также эксплуатирующими организациями электросетевых объектов напряжением 110 кВ являются ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» (22,145 км) и ООО «Специнвестпроект» (53,24 км).

Перечень линий электропередач 35 кВ и выше энергосистемы городского округа

город Нижний Новгород, их сводные данные и техническое состояние представлены в таблице 3.1.26.

Таблица 3.1.26 - Перечень линий электропередач 35 кВ и выше энергосистемы городского округа город Нижний Новгород, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
27	КВЛ 220 кВ Луч - Заречная №1	КВЛ	Балахнинский муниципальный округ, городской округ г.Дзержинск, городской округ г.Нижний Новгород	220	2	0,33	28,03	АС 400/51	1975	Рабочее	2025	2025	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
28	КВЛ 220 кВ Луч - Заречная №2	КВЛ	Балахнинский муниципальный округ, городской округ г. Дзержинск, городской округ г. Нижний Новгород	220	2	28,02	28,02	АС 400/51	1970	Рабочее	2020	2024	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
29	ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная	ВЛ	Балахнинский муниципальный округ, городской округ г.Дзержинск, городской округ г. Нижний Новгород, Кстовский	220	1,2	53,6	53,6	АС 400/51	1964	Рабочее	2014	2024	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			муниципальный район										
33	ВЛ 220 кВ Нагорная - Борская №2	ВЛ	городской округ г. Нижний Новгород, городской округ г.Бор	220	1,2	14,5	15,7,83	АС 300/39	1963	Рабочее	1993	2023	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
34	ВЛ 220 кВ Нагорная - Борская №1	ВЛ	городской округ г. Нижний Новгород, Кстовский муниципальный район, городской округ г.Бор	220	2	0	20,264	АС 400/51	2011	Рабочее	2061	х	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
37	ВЛ 220 кВ Нижегородская-Борская	ВЛ	Богородский муниципальный округ, Кстовский муниципальный район, городской округ г.Нижний Новгород, городской округ г.Бор	220	2	16,62	42,64	АС 400/51	2011	Рабочее	2061	х	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
38	КВЛ 220 кВ Нижегородская-Заречная	КВЛ	Богородский муниципальный округ, Кстовский	220	1,2	9,83	35,26	АС 400/51	1964	Рабочее	2014	2024	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			муниципальный район, городской округ г.Нижний Новгород										
41	ВЛ 220 кВ Нижегородская-Нагорная №2	ВЛ	Богородский муниципальный округ, Кстовский муниципальный район, городской округ г.Нижний Новгород	220	1,2	9,83	29,82	АС 400/51	1964	Рабочее	2014	2024	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
42	ВЛ 220 кВ Нижегородская-Нагорная №1	ВЛ	Богородский муниципальный округ, Кстовский муниципальный район, городской округ г.Нижний Новгород	220	2	30,02	30,02	АС 400/51	2010	Рабочее	2060	х	филиал ПАО «ФСК ЕЭС»-Нижегородское ПМЭС
43	КВЛ 220 кВ Ока-Заречная	КВЛ	Городской округ г.Дзержинск, городской округ г.Нижний Новгород	220	2	0,33	20,43	АС 400/51	1968	Рабочее	2018	2024	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
201	КВЛ 110 кВ № 116 «Игумновская ТЭЦ- Заречная»	Участок	городской округ г. Дзержинск, Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	10,33	10,33	АС-240/32	2011	Удовлетворительное	2036		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
202	Отпайка от КВЛ 110 кВ № 116 «Игумновская ТЭЦ-Заречная» на ПС «Доскино»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	4,7	4,7	АЖ 120	1978	Удовлетворительное	2003	2022	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
217	ВЛ 110 кВ № 184 «РОС- Кировская»	Участок	городской округ г. Дзержинск, Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	5,76	9,06	АС-240/32	1978	Удовлетворительное	2003	2022	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
218	Отпайка от ВЛ 110 кВ № 184 «РОС-Кировская» на ПС «Доскино»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	4,7	АЖ 120	1978	Удовлетворительное	2003	2022	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
499	ВЛ 110кВ № 105 «Сормовская ТЭЦ-НовоСормовская»	Магистраль	Московский район городского	110	2	1,75	5,77	АС-185/29	1968	Хорошее	1993	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород					АС-240/39					«Нижновэнерго»
500	Отпайка от ВЛ 110кВ № 105 «Сормовская ТЭЦ-Новосормовская» на ПС «Варя»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,2	АС-120/19	2008	Хорошее	2033		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
501	Отпайка от ВЛ 110кВ № 105 «Сормовская ТЭЦ-Новосормовская» на ПС «Левинка»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,5	0,5	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
502	ВЛ 110кВ № 108 «НиГРЭС-Сормовская ТЭЦ»	Участок	Балахнинский муниципальный округ, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского	110	2	18,36	18,36	АС-185/29 АС-240/39	1954	Удовлетворительное	1979	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Ниж-Балахнинский муниципальный округ, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского округа город Нижний Новгород										
503	Отпайка от ВЛ 110кВ № 108 «НиГРЭС-Сормовская ТЭЦ» на ПС «Высоково»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,93	1,93	АС-120/19	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
504	Отпайка от ВЛ 110кВ № 108 «НиГРЭС-Сормовская ТЭЦ» на ПС «Старосормовская»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,25	1,25	АС-120/19 АС-185/29	1957	Удовлетворительное	1982	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
505	Отпайка от ВЛ 110кВ № 108 «НиГРЭС-	Отпайка	Сормовский район городского	110	2	0	0,2	АС-120/19	2008	Хорошее	2033		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Сормовская ТЭЦ» на ПС «Варя»		округа город Нижний Новгород										«Нижновэнерго»
506	ВЛ 110кВ № 111 «Молитовская-Кировская»	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	2,8	АС-185/29	1965	Удовлетворительное	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
507	ВЛ 110кВ № 112 «ТЭЦ ГАЗ-Кировская»	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	6,22	7,82	АС-240/39 АС-300/48 АС-400/51	1965	Хорошее	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
508	Отпайка от ВЛ 110кВ № 112 «ТЭЦ ГАЗ-Кировская» на ТГ 10	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,13	1,34	АС-400/51 АС-500/64	1965	Хорошее	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
509	ВЛ 110кВ №114 «Новогорьковская ТЭЦ- Нагорная»	Участок	Приокский район городского округа город Нижний Новгород,	110	1	4,8	4,8	АС-185/29	1963	Удовлетворительное	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			Советский район городского округа город Нижний Новгород, Кстовский муниципальный район, Нижегородская область										
510	КВЛ 110 кВ № 116 «Игумновская ТЭЦ- Заречная»	Участок	городской округ город Дзержинск, Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,34	9,31	АС-240/32	1978	Хорошее	2003	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
511	Отпайка от КВЛ 110кВ № 116 «Игумновская ТЭЦ- Заречная» на ПС «Чермет»	Отпайка	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,39	АС-120/19	1972	Хорошее	1997	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
512	ВЛ 110кВ № 118 «Молитовская-Свердловская»	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	7,02	7,02	АС-185/29 АС-300/48	1954	Хорошее	1979	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
513	Отпайка от ВЛ 110кВ №118 «Молитовская-Свердловская» на ПС «Приокская»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,07	АС-185/29	1954	Хорошее	1979	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
514	ВЛ 110кВ №118 «Молитовская-Свердловская» (2 цепь)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского	110	2	0,05	1,33		2013	Хорошее	2038		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород										
515	ВЛ 110кВ № 131 «Моховые Горы-Печерская»	Участок	Нижегородский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	4,4	АС-185/29 АСУ-185/128	1956	Хорошее	1981	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
516	Отпайка от ВЛ 110кВ № 131 «Моховые Горы-Печерская» на ПС « Ковалиха»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,13	2,2	АС-150/24	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
517	ВЛ 110кВ № 132 «НиГЭС-Новосормовская»	Участок	Балахнинский муниципальный округ, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского	110	2	0	15,13	АС-240/39	1958	Удовлетворительное	1983	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород										
518	Отпайка от ВЛ 110кВ № 132 «НиГЭС-Новосормовская» на ПС «Беркут»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,8	АС-95/16	1974	Хорошее	1999	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
519	Отпайка от ВЛ 110кВ № 132 «НиГЭС-Новосормовская» на ПС «Светлоярская»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	0,3	0,3	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
520	Отпайка от ВЛ 110кВ № 132 «НиГЭС-Новосормовская» на ПС»Сокол»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	0,07	0,07	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
521	ВЛ 110кВ № 133 «Луч-Кировская»	Магистраль	Балахнинский муниципальный округ, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского	110	2	17,83	19,33	АС-240/39	1958	Удовлетворительное	1983	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород										
522	Отпайка от ВЛ 110кВ № 133 «Луч- Кировская» на ПС «Беркут»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,8	0,8	АС-95/16	1974	Хорошее	1999	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
523	Отпайка от ВЛ 110кВ № 133 «Луч- Кировская» на ПС «Светлоярская»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	0,3	0,3	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
524	Отпайка от ВЛ 110кВ № 133 «Луч- Кировская» на ПС «Чермет»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,39	АС-120/19	1972	Хорошее	1997	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
525	ВЛ 110кВ № 140 «Нагорная- Ройка»	Участок	Приокский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского округа город Нижний Новгород, Кстовский муниципальный район	110	2	4,7	4,8	АС-185/29	1954	Хорошее	1979	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
526	ВЛ 110кВ № 144 «Кировская-ГМЗ»	Магистраль	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	2,68	2,68	АС-300/48 АС-95/16 АС-120/19	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
527	Отпайка от ВЛ 110кВ № 144 «Кировская- ГМЗ» на ПС «Этна»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,04	АС-120/19	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
528	ВЛ 110кВ № 145 «Новосормовская-Волна»	Магистраль	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	2,1	АС-240/39	1960	Хорошее	1985	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
529	Отпайка от ВЛ 110кВ № 145 «НовоСормовская-Волна» на ПС «Прибой»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,17	АС-240/39	1960	Хорошее	1985	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
530	ВЛ 110кВ № 147 «Нагорная-Импульс»	Магистраль	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,16	9,76	АС-150/24 АС-240/39 АС-120/19	1952	Хорошее	1977	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
531	Отпайка от ВЛ 110кВ № 147 «Нагорная-Импульс» на ПС «Мыза»	Отпайка	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-150/24	1952	Хорошее	1977	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
532	Отпайка от ВЛ 110кВ № 147 «Нагорная-Импульс» на ПС «Щербинки»	Отпайка	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-120/19	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
533	ВЛ 110кВ № 178 «Сормовская ТЭЦ-Заречная»	Магистраль	Сормовский район городского	110	1	11,9	11,9	АС-240/39	1966	Удовлетво-рительное	1991	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород, Московский район городского округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород , Ленинский район городского округа город Нижний Новгород					АС-300/48					«Нижновэнерго»
534	Отпайка от ВЛ 110кВ № 178 «Сормовская ТЭЦ-Заречная» на ПС «Волна»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,72	0,72	АС-240/39	1960	Хорошее	1985	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
535	Отпайка от ВЛ 110кВ № 178 «Сормовская ТЭЦ-Заречная» на ПС «Гранит»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,1	0,1	АС-240/39	1990	Хорошее	2015	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
536	Отпайка от ВЛ 110кВ № 178 «Сормовская ТЭЦ-Заречная» на ПС «Прибой»	Отпайка	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,17	0,17	АС-120/19 АС-240/39	1960	Хорошее	1985	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
537	ВЛ 110кВ № 183 «Кировская-Этна»	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,36	АС-300/48 АС-120/19	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
538	ВЛ 110кВ № 184 «Кировская-РОС»	Участок	городской округ город Дзержинск, Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	12	12	АС-240/39	1978	Хорошее	2003	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
539	ВЛ 110кВ № 189 «Сормовская ТЭЦ-НовоСормовская»	Магистраль	Московский район городского округа город Нижний Новгород, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	5,77	5,77	АС-240/39	1979	Удовлетво-рительное	2004	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
540	ВЛ 110кВ № 191 «Сормовская ТЭЦ-Новосормовская»	Магистраль	Московский район городского округа город Нижний Новгород, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	5,77	АС-240/39	1979	Удовлетво-рительное	2004	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
541	Отпайка от ВЛ 110кВ № 191 «Сормовская ТЭЦ-Новосормовская» на ПС «Левинка»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,5	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
542	ВЛ 110кВ № 193 «Кировская-ГМЗ»	Магистраль	Ленинский район городского	110	1	1	1	АС-120/19	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород										«Нижновэнерго»
543	ВЛ 110кВ № 195 «Луч-Дубравная»	Магистраль	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород, Балахнинский муниципальный округ	110	2	0,17	15,84	АС-240/39 АС-120/19	1974	Хорошее	1999	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
544	Отпайка от ВЛ 110кВ № 195 «Луч- Дубравная» на ПС «Высоково»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	1,93	АС-120/19	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
545	Отпайка от ВЛ 110кВ № 195 «Луч- Дубравная» на ПС «ЗКПД»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-120/19	1986	Хорошее	2011	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
546	ВЛ 110кВ № 196 «Луч-Новосормовская»	Магистраль	Балахнинский муниципальный округ, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород,	110	2	8,28	16,78	АС-240/39 АС-120/19 АС-185/29	1958	Удовлетворительное	1983	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			Московский район городского округа город Нижний Новгород										
547	Отпайка от ВЛ 110кВ № 196 «Луч-Новосормовкая» на ПС «Дубравная»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	7,64	7,64	АС-120/19	1974	Хорошее	1999	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
548	Отпайка от ВЛ 110кВ № 196 «Луч-Новосормовская» на ПС «ЗКПД»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,1	0,1	АС-120/19	1986	Хорошее	2011	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
549	Отпайка от ВЛ 110кВ № 196 «Луч-Новосормовская» на ПС «Сокол»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,08	0,08	АС-95/16	1963	Хорошее	1988	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
550	Отпайка от ВЛ 110кВ № 196 «Луч-Новосормовская» на ПС «Старосормовская»	Отпайка	Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1	1,25	АС-120/19 АС-185/29	1957	Удовлетворительное	1982	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
551	ВЛ 110кВ «Артемовская»	Магистраль	Советский район	110	2	0,23	6,59	АС-120/19	1982	Хорошее	2007	2025	филиал ПАО «Россети Центр

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	(Нагорная-Артемовская)		городского округа город Нижний Новгород, Нижегородский район городского округа город Нижний Новгород, Кстовский муниципальный район					АС-150/24 АС-95/16					и Приволжье» - «Нижновэнерго»
552	Отпайка от ВЛ 110кВ «Артемовская» (Нагорная-Артемовская) на ПС «Старт»	Отпайка	Нижегородский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,4	АС-120/19	1999	Хорошее	2024		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
553	ВЛ 110кВ «Афонинская» (Нагорная-Артемовская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Нижегородский район городского округа город Нижний Новгород Кстовский	110	2	6,51	6,51	АС-120/19 АС-150/24 АС-95/16	1982	Хорошее	2007	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			муниципальный район										
555	Отпайка от ВЛ 110кВ «Афонинская»(Нагорная-Артемовская) на ПС «Старт»	Отпайка	Нижегородский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,4	0,4	АС-120/19	1999	Хорошее	2024		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
556	ВЛ 110кВ»Блочная - 12» (Заречная-ТЭЦ ГАЗ)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	7,98	7,98	АС-400/51 АС-500/64	1965	Хорошее	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
557	ВЛ 110кВ «ГАЗ - 1» (Соцгород- ТЭЦ ГАЗ)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,28	10,21	АС-300/48	1975	Удовлетворительное	2000	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
558	Отпайка от ВЛ 110кВ «ГАЗ -1» (Соцгород- ТЭЦ ГАЗ) наПС «Водозабор»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-95/16	1965	Хорошее	1990	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
559	Отпайка от ВЛ 110кВ «ГАЗ -1» (Соцгород- ТЭЦ ГАЗ) на ПС «Спутник»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,15	АС-150/24	1988	Хорошее	2013	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
560	ВЛ 110кВ «ГАЗ - 2» (Заречная-ТЭЦ ГАЗ)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	15,21	15,21	АС-240/39 АС-300/48	1975	Удовлетворительное	2000	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
561	Отпака от ВЛ 110кВ «ГАЗ -2» (Заречная- ТЭЦ ГАЗ) на ПС «Водозабор»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,1	0,1	АС-95/16	1965	Хорошее	1990	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
562	Отпака от ВЛ 110кВ «ГАЗ -2» (Заречная- ТЭЦ ГАЗ) на ПС «Спутник»	Отпайка	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,15	0,15	АС-150/24	1988	Хорошее	2013	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
563	ВЛ 110кВ «ГАСТ»(Нагорная-ГАСТ)	Магистраль	Приокский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского	110	2	0,12	7,9	АС-185/29	1980	Хорошее	2005	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			округа город Нижний Новгород,Кстовский муниципальный район										
564	КВЛ 110кВ»Гранит- 2» (Сормовская ТЭЦ-Гранит)	Магистраль	Московский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	4,6	АС-240/39	1990	Хорошее	2015	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
565	ВЛ 110кВ «Заречная - 1» (Заречная-ТЭЦ ГАЗ)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	8,26	АС-240/39 АС-400/51 АС-300/48	1965	Хорошее	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
566	ВЛ 110кВ «Заречная - 2» (Заречная-ТЭЦ ГАЗ)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район	110	2	1,42	8,16	АС-400/51	1965	Хорошее	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			городского округа город										
567	КВЛ 110кВ «Канавинская» (Сормовская ТЭЦ-Канавинская)	Магистраль	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского округа город Нижний Новгород, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	5,3	5,3	АС-240/39 АС-120/19 АС-185/29	1968	Хорошее	1993	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
568	Отпайка от КВЛ 110кВ»Канавинская» (Сормовская ТЭЦ-Канавинская) на ПС «Мещерская»	Отпайка	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,28	0,28	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
569	ВЛ 110кВ «Кировская - 1» (Кировкая-Заречная)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,12	2,72	АС-185/29	1961	Удовлетворительное	1986	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
570	ВЛ 110кВ «Кировская - 2» (Кировская-Заречная)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	2,72	2,72	АС-185/29	1961	Удовлетворительное	1986	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
571	Отпайка от ВЛ 110кВ «Кировская - 2» (Кировская-Заречная) на ПС «Сортировочная»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,3	0,4	АС-185/29	1965	Хорошее	1990	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
572	ВЛ 110кВ «Мещерская» (Сормовская ТЭЦ-Канавинская)	Магистраль	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Московский район городского округа город Нижний Новгород, Сормовский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	5,3	АС-240/39 АС-120/19 АС-185/29	1968	Хорошее	1993	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
573	Отпайка от ВЛ 110кВ «Мещерская»	Отпайка	Канавинский район городского	110	2	0	0,28	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2021	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	(Сормовская ТЭЦ-Канавинская) на ПС «Мещерская»		округа город Нижний Новгород										«Нижновэнерго»
574	ВЛ 110кВ «Митино» (Нагорная-Ольгино)	Магистраль	Приокский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского округа город Нижний Новгород, Богородский муниципальный округ, Кстовский муниципальный район	110	2	1,32	15,64	АС-150/24	1979	Хорошее	2004	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
577	ВЛ 110кВ «Молитовская» (Заречная-Молитовская)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	5,6	5,6	АС-240/39 АС-120/19 АС-185/29	1965	Удовлетворительное	1990	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
578	Отпайка от ВЛ 110кВ «Молитовская» (Заречная-Молитовская) на ПС «Редуктор»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,05	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
579	Отпайка от ВЛ 110кВ «Молитовская» (Заречная-Молитовская) на ПС «Теплообменник»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	3,07	3,47	АС-185/29 АС-120/19 АС-400/51	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
580	ВЛ 110кВ «Мызинская» (Нагорная-Импульс)	Магистраль	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	9,63	10,1	АС-150/24 АС-240/39 АС-120/19	1952	Хорошее	1977	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
581	Отпайка от ВЛ 110кВ «Мызинская» (Нагорная-Импульс) на ПС «Мыза»	Отпайка	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-150/24	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
582	Отпайка от ВЛ 110кВ «Мызинская» (Нагорная-Импульс) на ПС «Щербинки»	Отпайка	Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,1	АС-150/24	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
583	КВЛ 110кВ «НИИТОП» (Нагорная-Свердловская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Приокский район	110	2	4,5	4,64	АС-240/39	2011	Хорошее	2036		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			городского округа город Нижний Новгород										
584	Отпайка от КВЛ 110кВ «НИИТОП» (Нагорная-Свердловская) на ПС «НИИ- ТОП»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	1,4	АС-240/39	1978	Хорошее	2003	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
585	Отпайка от КВЛ 110кВ «НИИТОП» (Нагорная-Свердловская) на ПС «Кузнечиха»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,32	0,32	АС-240/39	1984	Хорошее	2009	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
586	ВЛ 110кВ «Ольгино» (Нагорная-Ольгино)	Магистраль	Приокский район городского округа город Нижний Новгород, Советский район городского округа город Нижний	110	2	15,51	15,71	АС-150/24	1979	Хорошее	2004	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			Новгород, Богородский муниципальный округ, Кстовский муниципальный район										
589	ВЛ 110кВ «Печерская» (Свердловская-Печерская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	3,43	3,43	АС-240/39 АС-150/24	1989	Удовлетво-рительное	2014	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
590	Отпайка от ВЛ 110кВ «Печерская» (Свердловская-Печерская) на ПС «Ковалиха»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,53	1,53	АС-150/24	1969	Хорошее	1994	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
591	Отпайка от ВЛ 110кВ «Печерская» (Свердловская-Печерская) на ПС «НИИТОП»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,6	0,6	АС-240/39	1989	Хорошее	2014	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
592	ВЛ 110кВ «Редуктор – 1» (Заречная- Фреза)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	6,43	6,43	АС-400/51 АС-185/29 АС-120/19	1973	Хорошее	1998	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
593	Отпайка от ВЛ 110кВ «Редуктор –	Отпайка	Ленинский район	110	2	0,64	0,64	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	1» (Заречная-Фреза) на ПС «Двигатель»		городского округа город Нижний Новгород										и Приволжье» - «Нижновэнерго»
594	Отпайка от ВЛ 110кВ «Редуктор – 1» (Заречная-Фреза) на ПС «Ленинская»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,22	0,22	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
595	Отпайка от ВЛ 110кВ «Редуктор – 1» (Заречная-Фреза) на ПС «Редуктор»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,05	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
596	Отпайка от ВЛ 110кВ «Редуктор – 1» (Заречная-Фреза) на ПС «Теплообменник»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	1,31	АС-400/51 АС-185/29	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
597	КВЛ 110кВ «Свердловская - 1» (Нагорная-Свердловская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Приокский район городского округа город	110	2	4,4	4,4	АС-240/32	2014	Хорошее	2039		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			Нижний Новгород										
598	КВЛ 110кВ «Приокская» (Нагорная-Свердловская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Приокский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	4,34	АС-240/32	2014	Хорошее	2039		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
599	Отпайка от КВЛ 110кВ «Приокская» (Нагорная-Свердловская) на ПС «Приокская»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	2	АС-185/29	1960	Хорошее	1985	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
600	Отпайка от КВЛ 110кВ «Свердловская - 1» (Нагорная-Свердловская) на ПС «Кузнечиха»	Отпайка	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,32	АС-240/39	1984	Хорошее	2009	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
601	КВЛ 110кВ «Свердловская- 2» (Нагорная-Свердловская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород, Приокский	110	2	0,05	4,4	АС-240/39	2011	Хорошее	2036		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			район городского округа город Нижний Новгород										
602	ВЛ 110кВ «Сормовская - 1» (Новосормовская-Заречная)	Магистраль	Московский район городского округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород, Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0,44	4,65	АС-240/39	1966	Хорошее	1991	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
603	ВЛ 110кВ «Соцгородская» (Заречная-Соцгород)	Магистраль	Автозаводский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	5,4	АС-240/39	1975	Удовлетво-рительное	2000	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
604	Отпайка от ВЛ 110кВ «Соцгородская» (Заречная-	Отпайка	Автозаводский район городского округа город	110	2	0	0,05	АС-240/39	1975	Хорошее	2000	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Соцгород) на ПС «Сортировочная»		Нижний Новгород										«Нижновэнерго»
605	ВЛ 110кВ «Фреза - 1» (Заречная- Фреза)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	6,33	АС-400/51 АС-185/29 АС-120/19	1973	Хорошее	1998	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
606	Отпайка от ВЛ 110кВ «Фреза - 1» (Заречная- Фреза) на ПС «Двигатель»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,64	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
607	Отпайка от ВЛ 110кВ «Фреза - 1» (Заречная- Фреза) на ПС «Ленинская»	Отпайка	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,22	АС-120/19	1971	Хорошее	1996	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
608	ВЛ 110кВ №101 «НиГРЭС-Луч» (2 цепь)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,1	1,3	АС-240/39	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
609	ВЛ 110кВ №101 «НиГРЭС-Луч» (3 цепь)	Магистраль	Ленинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	0,8	АС-240/39	1961	Хорошее	1986	2025	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
610	ВЛ 110кВ «Нагорная- Бор», участок, смонтированный на одних опорах с ВЛ 220 кВ «Нагорная-Бор» (Нагорная-Борская)	Магистраль	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	0	2	АС-240/39	1992	Удовлетво-рительное	2017	2022	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
611	Кабельный участок КВЛ 110 кВ «Сверд- ловская-1» (Нагорная-Свердловская)	Участок	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	1,7	1,7	ПвПу2г 1х630/ гж/185-64	2011	Хорошее	2041		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
612	Кабельный участок КВЛ 110 кВ «Свердловская-2» (Нагорная-Свердловская)	Участок	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	1,7	1,7	ПвПу2г 1х630/ гж/185-64	2011	Хорошее	2041		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
613	Кабельный участок КВЛ 110кВ «НИИ-ТОП» (Нагорная-Свердловская)	Участок	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	1,7	1,7	ПвПу2г 1х630/ гж/185-64	2011	Хорошее	2041		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
614	Отпаечная КЛ 110 кВ от КВЛ 110 кВ «Гранит- 2» (Сормовская ТЭЦ-Гранит) на ПС «Стрелка»	Участок	Московский район городского округа город Нижний Новгород,	110	1	2,2	2,2	АПвПу2г 1х630/ 95-64/110	2014	Хорошее	2044		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
			Канавинский район городского округа город Нижний Новгород										
615	Отпаечная КЛ 110 кВ от КВЛ 110 кВ «Канавинская» (Сормовская ТЭЦ-Канавинская) на ПС «Стрелка»	Участок	Московский район городского округа город Нижний Новгород, Канавинский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	1,9	1,9	АП-вПу2г 1х630/ 95-64/110	2014	Хорошее	2044		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
616	Кабельный участок КВЛ 110кВ «Приокская» (Нагорная-Свердловская)	Участок	Советский район городского округа город Нижний Новгород	110	1	1,8	1,8	ПвПу2г 1х630/ гж/210-64	2014	Хорошее	2044		филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»
725	ВЛ-133	ВЛ	городской округ город Нижний Новгород	110	1	1,568	1,568	АС-120/19	1972	удовл.	1997	2022	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»
726	ВЛ-116	ВЛ	городской округ город Нижний Новгород	110	1	1,568	1,568	АС-120/19	1972	удовл.	1997	2022	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»

№ п/п Си ПР	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ВЛ(КВЛ)/ ВЛ(КВЛ)	Место расположения (муниципальный район, муниципальный округ, городской округ Нижегородской области)	Напряжение, кВ	Кол–во цепей	Протяженность, км		Марка и сечение провода	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Год окончания проектного срока эксплуатации	Год окончания срока эксплуатации на основании проведенного технического освидетельствования	Эксплуатирующая организация
						По трассе	По цепям						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
729	ВЛ 110 кВ «Молитовская» на ПС «Заводская»	ВЛ	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,6225	1,6225	АС-185	2005	годен к эксплуатации	2030	–	ООО «Специнвестпроект»
730	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС «Заводская»	ВЛ	Канавинский район городского округа город Нижний Новгород	110	2	1,6225	1,6225	АС-185	2005	годен к эксплуатации	2030	–	ООО «Специнвестпроект»
	ВСЕГО, в т.ч.						1002,39						
	напряжением 220 кВ						446,1						
	напряжением 110 кВ						556,29						

На территории Нагорной части города Нижнего Новгорода (Нижегородский, Советский, Приокский районы), Заречной части (за исключением территории Автозаводского района) основную часть электросетевых объектов напряжением 10/6 кВ обслуживает Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» и иные сетевые организации, тогда как территорию Автозаводского и Ленинского районов г. Нижнего Новгорода обслуживают сетевые организации АО «ЭСК», ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК»), ООО «Электросети».

АО «ЭСК»

Объекты электросетевого хозяйства АО «ЭСК» имеют границы с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «Электросети», прочими владельцами сетей.

АО «ЭСК» передает электроэнергию по электрическим сетям 6 (10) кВ следующим сетевым предприятиям:

а.) филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» - 4 точки технологического присоединения к электрическим сетям;

б.) ООО «НН-ЭС» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

в.) ООО «Электросети» - 5 точек технологического присоединения к электрическим сетям;

г.) ООО «Павловоэнерго» - 4 точки технологического присоединения к электрическим сетям;

д.) ОАО «Оборонэнерго» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

е.) ООО «Коммунальная сетевая компания» - 2 точки технологического присоединения к электрическим сетям;

ж.) ООО «Специнвестпроект» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

з.) ООО «ЭнергоТранспорт» - 2 точки технологического присоединения к электрическим сетям;

и.) ОАО «Объединенная энергетическая компания» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям;

к.) МП «Инженерные сети» - 5 точек технологического присоединения к электрическим сетям;

л.) филиал «ТрансЭнерго» ОАО «РЖД» - 1 точка технологического присоединения к электрическим сетям.

АО «ЭСК» владеет на основании договора №2 05.030.А. аренды имущества муниципальной имущественной казны от 22.11.2010 года, заключенного между АО «ЭСК» и КУГИ и ЗР Администрации г. Н. Новгорода, объектами электросетевого хозяйства.

В соответствии с показателями формы раскрытия информации о структуре и объемах затрат АО «ЭСК» за 2021 год, общая протяженность электрических сетей на конец 2021 года составила 1 048,33 км, в том числе на СН2 уровне напряжения (6 кВ) – 474,02 км, на НН уровне напряжения (0,4 кВ) – 574,31 км. Доля кабельных линий электропередач составила 76%.

Общая характеристика сетей электросетевого хозяйства АО «ЭСК» представлена в таблице 3.1.27.

Таблица 3.1.27 - Общая характеристика сетей электросетевого хозяйства АО «ЭСК»

п/п	Объект электросетевого хозяйства	Уровень напряжения	Ед.изм	Кол-во/ протяжен ность
1	2	3	4	5

1	Воздушная линия (ВЛ)	0,4 кВ	км	214,49
2	Воздушная линия (ВЛ)	6 кВ	км	32,05
3	Кабельная линия (КЛ)	0,4 кВ	км	359,82
4	Кабельная линия (КЛ)	6 кВ	км	441,97
5	Общая протяженность	6/0,4 кВ	км	1 048,33

ООО «Электросети»

На территории г. Нижнего Новгорода деятельность по передаче электрической энергии осуществляют ООО «Электросети».

По состоянию на 01.01.2022 г. протяженность линий электропередач ООО «Электросети» составляла ~ 453,59 км ЛЭП 6 (10)/0,4 кВ, ВЛ – 35 – 0,4 кВ, в том числе

- на СН1 уровне напряжения – 20,1 км,
- на СН2 уровне напряжения – 269,91 км,
- на НН уровне напряжения – 163,58 км.

Общая характеристика сетей электросетевого хозяйства ООО «Электросети» отражена в таблице 3.1.28.

Таблица 3.1.28 - Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства ООО «Электросети»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (км)	
			2020г	2021г
1	2	3	4	5
1	35	ВЛЭП	20,1	20,1
2	6-10	ВЛЭП	70,89	78,79
		КЛЭП	182,33	191,12
3	0,4	ВЛЭП	73,38	117,70
		КЛЭП	37,99	45,88
4	ВСЕГО		384,69	453,59

ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК»)

ООО «Нижегородская электросетевая компания» осуществляет техническое обслуживание (эксплуатацию) объектов электросетевого хозяйства в Автозаводском и Ленинском районах г. Нижний Новгород, а также в г. Дзержинск.

Общая протяженность линий электропередач составляет 687,17 км (Таблица 3.1.29.)

Таблица 3.1.29 - Объекты линий электропередач ООО «Нижегородская электросетевая компания»

№ п/п	Уровень напряжения (кВ)	Объект	Количество (шт, км)	
			на конец	на конец
			2020 г	2021 г
1	2	3	4	5
1	6-10	ВЛЭП	0	0
		КЛЭП	672,81	686,59
2	0,4	ВЛЭП	0,08	0,08
		КЛЭП	0	0,5
3	Всего		672,89	687,17

МП «Инженерные сети»

МП «Инженерные сети» осуществляет техническое обслуживание (эксплуатацию) электрических сетей общей протяженностью 74,59 км, в том числе

- на СН2 уровне напряжения – 57,34 км,
- на НН уровне напряжения – 17,25 км.

Доля кабельных линий электропередач составляет 100%.

ООО «Специнвестпроект»

ООО «Специнвестпроект» осуществляет техническое обслуживание (эксплуатацию) объектов электросетевого хозяйства во всех районах города Нижнего Новгорода, кроме Автозаводского района.

Общая протяженность линий электропередач составляет 903,71 км (Таблица 3.1.30.)

Таблица 3.1.30 - Объекты линий электропередач ООО «Специнвестпроект»

№ п/п	Наименование объекта электросетевого хозяйства	Ед.изм.	Количество	
			на конец 2020 г	на конец 2021 г
1	2	3	4	5
1	КЛ 0,4 кВ	км	155,74	171,42
2	ВЛ 0,4 кВ	км	119,44	127,67
3	КЛ 6-10 кВ	км	519,62	542,07
4	ВЛ 6-10 кВ	км	49,12	49,65
5	ВЛ 35 кВ	км	4,15	4,15
6	ВЛ 110 кВ	км	8,75	8,75
	ВСЕГО	км	856,82	903,71

Резервирование

Резервирование системы электроснабжения осуществляется в соответствии с СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» (одобрен и рекомендован к применению Постановлением Госстроя РФ от 26.10.2003 № 194) и Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Применяемые графики работы и их обоснованность

Применяемый график работы системы электроснабжения круглосуточный.

Обоснованность применяемого графика работы системы электроснабжения - в соответствии с требованиями бесперебойности. Штатный режим работы источников электроэнергии, электрических сетей и оборудования не предполагает технологических перерывов. В случае необходимости вывода элемента электрической схемы в ремонт должен быть задействован в работу элемент, резервирующий отключаемый. В случае отсутствия резервирующего элемента должна быть собрана ремонтная схема. При этом достигается требуемая бесперебойность и надежность электроснабжения в соответствии с категориями потребителей в части надежности.

В соответствии с п. 1.2.18 Правил устройства электроустановок (далее – ПУЭ) в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

– Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

– электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

– электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

В соответствии с пп. 1.2.19-21 ПУЭ допустимы следующие перерывы электроснабжения:

– для потребителей первой категории – на время автоматического восстановления питания;

– для потребителей второй категории – на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

– потребителей третьей категории – не более 1 суток.

Жилые дома (МКД и ИЖД) относятся к потребителям третьей категории.

В соответствии с Требованиям к качеству коммунальных услуг (Приложение № 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов), утвержденными постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 (в ред. от 29.06.2020) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»), допустимая продолжительность перерыва электроснабжения составляет два часа – при наличии двух независимых взаимно резервирующих источников питания, 24 часа – при наличии одного источника питания. Перерыв в предоставлении коммунальной услуги электроснабжения не допускается, если он может повлечь отключение сетей и оборудования, входящего в состав общего имущества в многоквартирном доме, в том числе насосного оборудования, автоматических устройств технологической защиты и иного оборудования, обеспечивающего безаварийную работу внутридомовых инженерных систем и безопасные условия проживания граждан.

Статистика отказов и среднего времени восстановления работы

В организациях электросетевого хозяйства ведутся Журналы учета прекращений передачи электрической энергии по всем объектам сетевой организации.

За 2021 год на объектах АО «ЭСК» произошло 442 отключения общей продолжительностью отключения - 1257 часов, из них по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ - 889,4 часа, вне регламентных отключений – 367,4 часа. Среднее время устранения отключения за 2021 год составило 2,84 часа.

В таблице 3.1.31 отражена статистика прекращений передачи электрической энергии по всем объектам АО «ЭСК» за 2021 год.

Таблица 3.1.31 - Статистика прекращений передачи электрической энергии по всем объектам АО «ЭСК» за 2021 год.

(в ред. Приказа Минэнерго России от 21.06.2017 № 544)

Форма 8.1.[1] Журнал учета данных первичной информации по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедшим на объектах сетевой организации за 2021 год

Акционерное общество "Энергосетевая Компания"

наименование сетевой организации

Данные о факте прекращения передачи электрической энергии									Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в сетевой организации													Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании				
Номер прекращения передачи электрической энергии/Номер итоговой строки	Наименование структурной единицы сетевой организации	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Вид прекращения передачи электроэнергии (П, А, В)	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час.	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Смежные сетевые организации и производители электрической энергии	Суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения такого события, кВт	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Номер и дата акта расследования технологического нарушения, записи в оперативном журнале	Код организационной причины аварии	Код технической причины повреждения оборудования	Учет в показателях надежности, в т.ч. индикативных показателях надежности (0 - нет, 1 - да)
												ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии											
													1-я категория надежности	2-я категория надежности	3-я категория надежности	ВН (110 кВ и выше)	СН1 (35 кВ)	СН2 (6 - 20 кВ)	НН (0,22 - 1 кВ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	Акци	ТП	ТП 101	6	5 2021.6	2021.(	П	1,55	ТП 101			174	0	0	174	0	0	0	174	0	250					1
2	Акци	КВЛ	УСЛ301	6	5 2021.0	2021.(	В	0,42	ТП);ТП			26	0	0	26	0	0	0	26	0	390		1 от 15	3.4.9.	1.4.12	0
3	Акци	ТП	ТП 274	6	5 2021.6	2021.(	П	1,5	ТП 274			6	0	0	6	0	0	0	6	0	378					1
4	Акци	ТП	ТП 300	6	0 2021.0	2021.(	П	3	ТП 300		бразова	2	0	1	1	0	0	0	2	0	254					1
5	Акци	ТП	ТП 313	6	0 2021.6	2021.(	П	2,083	ТП 313		ий сад Л	9	0	1	8	0	0	0	9	0	340					1
6	Акци	ТП	ТП 181	6	5 2021.6	2021.(	П	2,5	ТП 181		бразова	1	0	1	0	0	0	0	1	0	56,5					1

7	Акци	ТП	ТП 69	6	0 2021.6	2021.(	П	0,917	ТП 69 (		комбин	10	0	1	9	0	0	0	10	0	237					1
8	Акци	РП	ф.58 в	6	3 2021.6	2021.(	В	1,28	ТП);ТП		бразова	15	0	1	14	0	0	0	15	0	251,5		1 от 22	3.4.8.5	4.12	1
9	Акци	ТП	ТП 203	6	2 2021.4	2021.(	П	1,033	ТП 203			93	0	0	93	0	0	0	93	0	157,5					1
10	Акци	ТП	ТП 102	6	4 2021.0	2021.(	П	0,433	ТП 102			182	0	0	182	0	0	0	182	0	104					1
11	Акци	РП	Ф112	6	5 2021.2	2021.(	В	3,28	ТП);ТП		ский ко	275	0	8	267	0	0	0	275	0	2541,46		1 от 22	3.4.9.	4.12	1
12	Акци	РП	Ф112	6	5 2021.6	2021.(	В	5,33	ТП);ТП (		комбин	6	0	1	5	0	0	0	6	0	193		1 от 22	3.4.9.	4.12	1
13	Акци	ТП	ТП199	0.38	0 2021.6	2021.(	В	0,58	38 кВ Т			2	0	0	2	0	0	0	2	0	16		1 от 23	3.4.9.3	4.12	1
14	Акци	РП	Ф184	6	5 2021.0	2021.(	В	1,92	1 ТП);ТП		кий вод	15	0	1	14	0	0	0	15	0	920		1 от 24	3.4.9.3	4.12	1
15	Акци	ТП	ТП 13	6	0 2021.0	2021.(	П	4,833	ТП 13 (		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	150					1
16	Акци	РП	ф.45	6	5 2021.0	2021.(	В	1,08	ТП);ТП		169, дет	54	0	5	49	0	0	0	54	0	925,6		1 от 25	3.4.8	4.12	0
17	Акци	ТП	ТП 205	0.38	2 2021.6	2021.(	В	1,05	ТП 205(1		бразова	11	0	1	10	0	0	0	11	0	70		1 от 26	3.4.9	4.12	0
18	Акци	ТП	ТП 173	6	5 2021.6	2021.(	П	7,167	ТП 173		комбин	8	0	1	7	0	0	0	8	0	515					1
19	Акци	ТП	ТП 209	6	0 2021.6	2021.(	П	3,417	ТП 209		е 54, дет	7	0	2	5	0	0	0	7	0	140,5					1
20	Акци	ТП	ТП 220	0.38	0 2021.0	2021.(	П	3,5	ТП 220 (		ная шко	6	0	2	4	0	0	0	6	0	148,3					1
21	Акци	КЛ	ТП 109	0.38	5 2021.6	2021.(	П	3,667	ТП 109 (			12	0	0	12	0	0	0	12	0	550					1
22	Акци	ТП	ТП 364	6	5 2021.0	2021.(	П	0,083	ТП 364		йинвест	6	1	0	5	0	0	0	6	0	357					1
23	Акци	КЛ	ТП 364	0.38	5 2021.0	2021.(	П	4,917	ТП 364 (		йинвест	6	1	0	5	0	0	0	6	0	357					1
24	Акци	ТП	ТП 109	6	0 2021.0	2021.(	П	2,333	ТП 109			12	0	0	12	0	0	0	12	0	550					1
25	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.0	2021.(	П	6,083	ТП 112Б			1	0	0	1	0	0	0	1	0	22					1
26	Акци	РП	ф.54	6	3 2021.6	2021.(	В	0,58	ТП 234(		е 56, дет	45	0	3	42	0	0	0	45	0	850,4		1 от 02	3.4.8	4.12	0
27	Акци	РП	РП16	6	5 2021.2	2021.(	В	0,62	ТП);ТП (		ский во	30	0	5	25	0	0	0	30	0	1008		1 от 02	3.4.9	4.13	1
28	Акци	ТП	ТП 85	6	5 2021.0	2021.(	П	7,917	ТП 85 (			3	0	0	3	0	0	0	3	0	151,3					1
29	Акци	КЛ	Ф113б	6	0 2021.7	2021.(	В	0,28	В ТП16		й комбин	56	0	3	53	0	0	0	56	0	1352		1 от 08	3.4.9.	4.12	0
30	Акци	КЛ	ТП 27	0.38	5 2021.0	2021.(	П	2,583	ТП 27 (В		бразова	8	0	1	7	0	0	0	8	0	222,6					1
31	Акци	ВЛ	ТП 147	0.38	0 2021.6	2021.(	П	0,75	ТП 147 (			198	0	0	198	0	0	0	198	0	189,2					1
32	Акци	КВЛ	УСЛ	6	0 2021.6	2021.(	В	1,92	ТП 133а		бразова	296	0	1	295	0	0	0	296	0	647,76		1 от 16	3.4.7.4	4.21	1
33	Акци	КЛ	ТП 66	0.38	0 2021.0	2021.(	П	1,5	ТП 66 (В			15	0	0	15	0	0	0	15	0	122					1
34	Акци	ТП	ТП 188	6	0 2021.6	2021.(	П	1,083	ТП 188			211	0	0	211	0	0	0	211	0	200					1
35	Акци	РП	Ф604	6	5 2021.6	2021.(	В	1,67	ТП);ТП		водокана	28	0	3	25	0	0	0	28	0	513		1 от 21	3.4.9.	4.12	0
36	Акци	ТП	ТП129	0.38	5 2021.0	2021.(	В	0,75	9 присо			25	0	0	25	0	0	0	25	0	96		1 от 24	3.4.9.3	4.21	1
37	Акци	ТП	ТП102	0.38	0 2021.0	2021.(	В	0,33	ТП102(В		0	38	0	0	38	0	0	0	38	0	140		1 от 24	3.4.9.3	4.12	1
38	Акци	КВЛ	ф.150	6	5 2021.0	2021.(	В	1,25	ТП 133а		бразова	296	0	1	295	0	0	0	296	0	647,76		1 от 26	3.4.9	4.21	0
39	Акци	ТП	ТП275	6	0 2021.6	2021.(	П	1,75	ТП275 (			8	0	0	8	0	0	0	8	0	336					1
40	Акци	ТП	ТП155А	6	0 2021.0	2021.(	П	3,667	ТП155А		ная общ	5	0	2	3	0	0	0	5	0	229					1
41	Акци	ТП	ТП213А	6	2 2021.0	2021.(	П	7,467	ТП213А			2	0	0	2	0	0	0	2	0	59,4					1
42	Акци	ТП	ТП72	6	5 2021.0	2021.(	П	2,133	ТП72 (		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	326,4					1
43	Акци	ТП	ТП66	0.38	2 2021.6	2021.(	В	0,38	66 пр. 7			7	0	0	7	0	0	0	7	0	50		1 от 03	.4.12.	4.4	1
44	Акци	ТП	ТП66	0.38	5 2021.0	2021.(	В	0,42	66 пр. 7			7	0	0	7	0	0	0	7	0	50		1 от 03	.4.12.	4.4	1
45	Акци	ТП	ТП160	6	5 2021.2	2021.(	П	5,95	ТП160 (		редняя с	7	0	2	5	0	0	0	7	0	137,5					1
46	Акци	ТП	ТП274	6	0 2021.0	2021.(	П	4,333	ТП274 (			6	0	0	6	0	0	0	6	0	378					1
47	Акци	ТП	ТП211	6	0 2021.0	2021.(	П	5,5	ТП211 (		комбин	5	0	1	4	0	0	0	5	0	109,7					1
48	Акци	РП	ф. 642	6	0 2021.7	2021.(	В	0,78	В 4171(		комбин	26	0	1	25	0	0	0	26	0	1,013		1 от 06	3.4.8.5	4.12	0
49	Акци	ТП	ТП245	6	5 2021.0	2021.(	П	7,25	ТП245 (			8	0	0	8	0	0	0	8	0	162					1
50	Акци	КЛ	ТП330	0.38	3 2021.2	2021.(	П	2,733	ТП330 (В			7	0	0	7	0	0	0	7	0	432					1
51	Акци	ТП	ТП254	6	7 2021.6	2021.(	П	1,517	ТП254 (		комбина	11	0	1	10	0	0	0	11	0	223					1
52	Акци	ТП	ТП296	6	5 2021.0	2021.(	П	2,917	ТП296 (		бразова	5	0	1	4	0	0	0	5	0	135					1
53	Акци	ТП	ТП199	0.38	0 2021.6	2021.(	В	0,1	199 пр. 4			4	0	0	4	0	0	0	4	0	48,2		1 от 11	3.4.8.5	4.21	1
54	Акци	ТП	ТП388	6	0 2021.0	2021.(	П	3	ТП388 (		комбин	5	0	1	4	0	0	0	5	0	303					1
55	Акци	КЛ	ТП30	0.38	0 2021.0	2021.(	П	0,167	ТП30 (В		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	162					1
56	Акци	ТП	ТП314	6	0 2021.0	2021.(	П	3,333	ТП314 (		110, дет	7	0	2	5	0	0	0	7	0	278					1
57	Акци	ТП	ТП364	6	5 2021.6	2021.(	П	2	ТП364 (		йинвест	6	1	0	5	0	0	0	6	0	357					1
58	Акци	ТП	ТП168	6	0 2021.0	2021.(	П	2,667	ТП168 (		комбина	11	0	1	10	0	0	0	11	0	120,3					1
59	Акци	КЛ	ТП393	0.38	0 2021.6	2021.(	П	5,417	93 пр. 2		доканал	5	0	1	4	0	0	0	5	0	150					1

60	Акци	ТП	ТП316	6	2021.6	2021.(	П	3	ТП316 (		бразова	2	0	1	1	0	0	0	2	0	54					1
61	Акци	КЛ	ТП30	0.38	2021.(	2021.(	П	1,6	ТП30 (В		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	162					1
62	Акци	РП	ф. 1512	6	2021.0	2021.(	В	0,92	ТП 154(		редняя (	7	0	2	5	0	0	0	7	0	137,5		1 от 19	3.4.9.	4.12	0
63	Акци	ТП	ТП175	6	2021.6	2021.(	П	5,05	ТП175 (			4	0	0	4	0	0	0	4	0	116,6					1
64	Акци	ВЛ	ТП55	0.38	2021.6	2021.(	П	0,7	55 пр. 7			8	0	0	8	0	0	0	8	0	131,5					1
65	Акци	ТП	ТП224	6	2021.0	2021.(	П	3,667	ТП224 (		бразова	4	0	1	3	0	0	0	4	0	37					1
66	Акци	РП	ф. 276	6	2021.0	2021.(	В	1	ТП 383(		жегоро	13	0	3	10	0	0	0	13	0	500		1 от 22	3.4.8.5	4.12	0
67	Акци	ТП	ТП247	6	2021.0	2021.(	П	3,167	ТП247 (		153, М	6	0	3	3	0	0	0	6	0	68					1
68	Акци	КЛ	ТП296	0.38	2021.0	2021.(	П	0,833	ТП30 (В		бразова	5	0	1	4	0	0	0	5	0	135					1
69	Акци	РП	ф. 135	6	2021.2	2021.(	В	0,58	ТП);ТП		комбина	26	0	1	25	0	0	0	26	0	383,1		1 от 26	3.4.8.5	4.12	1
70	Акци	РП	ф.135	6	2021.6	2021.(	В	0,68	ТП117(			7	0	0	7	0	0	0	7	0	153		1 от 26	3.4.8.5	4.12	1
71	Акци	РП	ф.135	6	2021.8	2021.(	В	0,78	300 СШ		бразова	2	0	1	1	0	0	0	2	0	127		1 от 26	3.4.8.5	4.12	1
72	Акци	КЛ	ТП279	0.38	2021.6	2021.(	П	3,417	ТП279 (В		, Нижег	3	0	1	2	0	0	0	3	0	145					1
73	Акци	КЛ	ТП279	0.38	2021.0	2021.(	П	0,833	ТП279 (В		, Нижег	3	0	1	2	0	0	0	3	0	145					1
74	Акци	ТП	ТП288А	6	2021.9	2021.(	П	7,9	ТП288А (			7	0	0	7	0	0	0	7	0	186					1
75	Акци	РП	ф.5015	6	2021.8	2021.(	В	0,6	ТП173А		комбин	8	0	1	7	0	0	0	8	0	515		1 от 31	3.4.8.5	4.12	1
76	Акци	ТП	ТП158	6	2021.0	2021.(	П	6,833	ТП158 (			10	0	0	10	0	0	0	10	0	150					1
77	Акци	ВЛ	ТП229	0.38	2021.0	2021.(	П	0,5	ТП299 (В			9	0	0	9	0	0	0	9	0	176					1
78	Акци	ТП	ТП279	6	2021.0	2021.(	П	3,25	ТП279 (		жегоро	3	0	1	2	0	0	0	3	0	145					1
79	Акци	РП	ф.112	6	2021.0	2021.(	В	9,833	ТП274(		0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	378		1 от 02	.4.12.	4.7	0
80	Акци	РП	ф.112	6	2021.0	2021.(	В	1,67	ТП);ТП		комбина	50	0	1	49	0	0	0	50	0	1204		1 от 02	.4.12.	4.7	0
81	Акци	РП	ф.616 в	6	2021.9	2021.(	В	0,45	ТП247(		153, М	6	0	3	3	0	0	0	6	0	68		1 от 02	.4.12.	4.7	0
82	Акци	РП	ф.616 в	6	2021.0	2021.(	В	1,83	ТП);ТП		анал" КЕ	15	0	3	12	0	0	0	15	0	442		1 от 02	.4.12.	4.7	0
83	Акци	РП	ф.93 в	6	2021.9	2021.(	В	1,15	);ТП 6		комбина	61	0	3	58	0	0	0	61	0	470,42		1 от 04	3.4.8.5	4.12	1
84	Акци	ТП	ТП292	6	2021.6	2021.(	П	3,583	ТП292 (		комбин	7	0	1	6	0	0	0	7	0	271					1
85	Акци	ТП	ТП254	6	2021.6	2021.(	П	7,167	ТП254 (		комбина	11	0	1	10	0	0	0	11	0	223					1
86	Акци	ТП	ТП326	6	2021.0	2021.(	П	6,833	ТП326 (			10	0	0	10	0	0	0	10	0	365					1
87	Акци	ТП	ТП214	6	2021.0	2021.(	П	2,25	ТП214 (			71	0	0	71	0	0	0	71	0	109,3					1
88	Акци	РП	РП 14	6	2021.0	2021.(	В	2,2	);ТП 6		инат №2	49	0	4	45	0	0	0	49	0	1178		1 от 07	3.4.8.5	4.12	0
89	Акци	РП	Ф.216 в	6	2021.6	2021.(	В	1,05	ТП);ТП		59" ОА	19	0	2	17	0	0	0	19	0	740		1 от 10	3.4.9.3	4.12	1
90	Акци	ТП	ТП287	6	2021.6	2021.(	П	6,917	ТП287 (			9	0	0	9	0	0	0	9	0	314					1
91	Акци	ТП	ТП77	6	2021.0	2021.(	В	0,333	ТП77(		щинской	5	0	1	4	0	0	0	5	0	26		1 от 13	3.4.9.3	4.12	1
92	Акци	РП	ф 246 в	6	2021.0	2021.(	В	0,67	ТП 387		водока	18	0	1	17	0	0	0	18	0	417,4		1 от 15	3.4.9.	4.21	0
93	Акци	ВЛ	ТП66	0.38	2021.6	2021.(	П	1,667	66 пр. 7			15	0	0	15	0	0	0	15	0	122					1
94	Акци	ТП	ТП118	6	2021.6	2021.(	П	6,417	ТП118 (			21	0	0	21	0	0	0	21	0	113,3					1
95	Акци	ТП	ТП370	6	2021.0	2021.(	П	0,5	ТП370 (		й водок	9	0	1	8	0	0	0	9	0	263					1
96	Акци	ТП	ТП362	6	2021.6	2021.(	П	2,233	ТП362 (		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	124					1
97	Акци	ТП	ТП386	6	2021.6	2021.(	П	2,417	ТП386 (		водока	7	0	1	6	0	0	0	7	0	292					1
98	Акци	ТП	ТП322	6	2021.9	2021.(	П	3,483	ТП322 (		бразов	6	0	1	5	0	0	0	6	0	102					1
99	Акци	КЛ	ТП330	0.38	2021.2	2021.(	П	2,467	ТП330 (В			7	0	0	7	0	0	0	7	0	432					1
100	Акци	ТП	ТП177	0.38	2021.0	2021.(	В	5,5	кВ ТП			6	0	0	6	0	0	0	6	0	52		1 от 21	.4.12.	4.4	0
101	Акци	КЛ	ТП68	0.38	2021.6	2021.(	П	2,25	ТП68 (В		доканал"	7	0	3	4	0	0	0	7	0	109,5					1
102	Акци	ТП	ТП166	0.38	2021.0	2021.(	В	1,67	38 кВ Т			8	0	0	8	0	0	0	8	0	33		1 от 21	.4.12.	4.4	0
103	Акци	ТП	ТП412	6	2021.6	2021.(	П	4,25	ТП412 (			4	0	0	4	0	0	0	4	0	107					1
104	Акци	ТП	ТП357	6	2021.6	2021.(	П	1,917	ТП357 (		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	551					1
105	Акци	РП	Ф.632 в	6	2021.0	2021.(	В	0,92	ТП);ТП		етский к	50	0	6	44	0	0	0	50	0	1403,1		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
106	Акци	РП	Ф.632 в	6	2021.6	2021.(	В	1,38	)СШ1(В		АО "Ни	24	0	2	22	0	0	0	24	0	652		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
107	Акци	РП	ф.208 в	6	2021.2	2021.(	В	0,45	I ТП);Т		№ 72, С	21	0	3	18	0	0	0	21	0	494		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
108	Акци	ТП	ТП130	6	2021.6	2021.(	П	0,917	П131А(1		кегород	131	0	1	130	0	0	0	131	0	121					1
109	Акци	ПС	ПС	6	2021.0	2021.(	В	0,67	ее ЛЭП		Средня	295	0	4	291	0	0	0	295	0	1091,8		1 от 26	3.4.9.	4.12	0
110	Акци	РП	ф.246 в	6	2021.6	2021.(	В	0,75	П386 сш		водока	7	0	1	6	0	0	0	7	0	292		1 от 26	3.4.9.	4.21	0
111	Акци	РП	ф.246 в	6	2021.0	2021.(	В	0,67	3 ТП2(В		0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	121,4		1 от 26	3.4.9.	4.21	0
112	Акци	РП	ф.246 в	6	2021.0	2021.(	В	0,83	П387 сш			10	0	0	10	0	0	0	10	0	170		1 от 26	3.4.9.	4.21	0

113	Акци	ТП	ТП355	6	2021.0	2021.(	П	3,283	ТП355 (			9	0	0	9	0	0	0	9	0	457					1
114	Акци	РП	ф.279 в	6	2021.0	2021.(	В	1,7	;ТП 6 (6		комбина	26	0	1	25	0	0	0	26	0	280		1 от 27	.4.12.	4.21	1
115	Акци	ТП	ТП253	6	2021.0	2021.(	П	4,9	ТП253 (		комбина	9	0	0	9	0	0	0	9	0	215					1
116	Акци	РП	ф.152	6	2021.0	2021.(	В	1,07	322(Все		средняя	13	0	2	11	0	0	0	13	0	428,4		1 от 03	3.4.8.5	4.12	1
117	Акци	РП	ф.156	6	2021.0	2021.(	В	2,07	ТП77(Е		дицинск	13	0	1	12	0	0	0	13	0	78,54		1 от 03	3.4.8.5	4.12	1
118	Акци	ПС	ф.615	110	2021.0	2021.(	В	1,83	3) кВ Т		14, детс	262	0	3	259	0	0	0	262	0	6540		1 от 05	3.4.9.1	4.21	0
119	Акци	ТП	ТП 141	0.38	2021.0	2021.(	В	0,08	141 прN			8	0	0	8	0	0	0	8	0	2,3		1 от 07	3.4.8.5	4.21	0
120	Акци	РП	ф.503	6	2021.0	2021.(	В	0,42	ТП13(			5	0	0	5	0	0	0	5	0	150		1 от 07	3.4.9.3	4.12	1
121	Акци	РП	ф.503	6	2021.6	2021.(	В	0,67	ТП 2(Е			1	0	0	1	0	0	0	1	0	121,4		1 от 07	3.4.9.3	4.12	1
122	Акци	РП	ф.503	6	2021.0	2021.(	В	3,92	ТП 6(Е			6	0	0	6	0	0	0	6	0	104		1 от 07	3.4.9.3	4.12	1
123	Акци	ТП	ТП 307	0.38	2021.0	2021.(	В	0,08	307 СШ			4	0	0	4	0	0	0	4	0	51,1		1 от 10	3.4.8.5	4.21	0
124	Акци	ТП	ТП 177	6	2021.(	2021.(	П	5,767	ТП177 (		дский во	16	0	1	15	0	0	0	16	0	91,7					1
125	Акци	ВЛ	ТП 142	0.38	2021.0	2021.(	П	2,05	ТП142 (Т			170	0	0	170	0	0	0	170	0	173,8					1
126	Акци	РП	РТП130	10	2021.0	2021.(	В	3,5	ТП132		филиала	304	0	4	300	0	0	0	304	0	303,34		1 от 15	.4.12.	4.4	0
127	Акци	ВЛ	ВЛ	0.38	2021.0	2021.(	В	7,5	кВ ТП			9	0	0	9	0	0	0	9	0	53		1 от 15	.4.12.	4.4	0
128	Акци	ТП	ТП203	0.38	2021.0	2021.(	В	0,25	ТП203(Е			15	0	0	15	0	0	0	15	0	22,5		1 от 15	.4.12.	4.12	0
129	Акци	ПС	ф. 632	6	2021.6	2021.(	В	2,5	ТП201(			1	0	0	1	0	0	0	1	0	37		1 от 16	3.4.9.3	4.12	1
130	Акци	ПС	ф. 632	6	2021.6	2021.(	В	0,667	ТП65(Вс		доканал"	40	0	1	39	0	0	0	40	0	970		1 от 16	3.4.9.3	4.12	1
131	Акци	ПС	ф. 632	6	2021.6	2021.(	В	1,83	П 367(2		дский во	5	0	1	4	0	0	0	5	0	68		1 от 16	3.4.9.3	4.12	1
132	Акци	ПС	ф. 632	6	2021.6	2021.(	В	2	ТП);ТП		водокана	11	0	1	10	0	0	0	11	0	391		1 от 16	3.4.9.3	4.12	1
133	Акци	ПС	ф. 632	6	2021.6	2021.(	В	2,17	ТП202(			2	0	0	2	0	0	0	2	0	60,2		1 от 16	3.4.9.3	4.12	1
134	Акци	ТП	ТП 95	6	2021.6	2021.(	П	2,333	ТП95 (		е городс	3	0	1	2	0	0	0	3	0	35,6					1
135	Акци	РП	ф.19	6	2021.6	2021.(	В	0,25	ТП23(Т			23	0	0	23	0	0	0	23	0	392		1 от 17	3.4.8.5	4.12	1
136	Акци	ТП	ТП 23	6	2021.0	2021.(	П	7,417	ТП23 (			23	0	0	23	0	0	0	23	0	392					1
137	Акци	РП	ф.601	6	2021.0	2021.(	В	4,17	Т 112 С		нал" КН	79	0	6	73	0	0	0	79	0	1900,56		1 от 18	3.4.9.1	4.21	0
138	Акци	ТП	ТП 166	6	2021.6	2021.(	П	7,25	ТП166 (			36	0	0	36	0	0	0	36	0	122,9					1
139	Акци	ТП	ТП 193	6	2021.0	2021.(	П	3	ТП193 (			3	0	0	3	0	0	0	3	0	81					1
140	Акци	КЛ	ТП 392	0.38	2021.6	2021.(	П	3,417	ТП392 (Т		дский во	9	0	1	8	0	0	0	9	0	259					1
141	Акци	КЛ	ТП 393	0.38	2021.6	2021.(	П	3,417	ТП393 (Т		водокан	5	0	1	4	0	0	0	5	0	150					1
142	Акци	ТП	ТП 204	0.38	2021.6	2021.(	В	1,17	В пр.3 (			9	0	0	9	0	0	0	9	0	79,6		1 от 18	.4.12.	4.4	0
143	Акци	ТП	ТП 173	6	2021.0	2021.(	П	3,25	ТП173 (		комбин	8	0	1	7	0	0	0	8	0	515					1
144	Акци	РП	ф.633	6	2021.0	2021.(	В	0,5	ТП);ТП		а № 124	20	0	4	16	0	0	0	20	0	560,3		1 от 19	3.4.9.1	4.12	0
145	Акци	РП	ф.242	6	2021.6	2021.(	В	0,92	ТП);ТП		бразова	9	0	1	8	0	0	0	9	0	281		1 от 19	3.4.8.5	4.12	1
146	Акци	ТП	ТП 194	6	2021.0	2021.(	П	8	ТП194 (			6	0	0	6	0	0	0	6	0	182,6					1
147	Акци	ТП	ТП 43	6	2021.0	2021.(	П	3,667	ТП43 (		й комби	22	0	1	21	0	0	0	22	0	345					1
148	Акци	ТП	ТП 43	6	2021.6	2021.(	П	4,75	ТП43 (		й комби	22	0	1	21	0	0	0	22	0	345					1
149	Акци	ТП	ТП 101	0.38	2021.6	2021.(	В	5,42	кВ ТП			67	0	0	67	0	0	0	67	0	122		1 от 20	.4.12.	4.12	0
150	Акци	РП	ф. 227	6	2021.6	2021.(	П	0,667	ТП180(			340	0	0	340	0	0	0	340	0	374,9					1
151	Акци	РП	ф. 227	6	2021.6	2021.(	В	0,67	ТП);ТП			151	0	0	151	0	0	0	151	0	117		1 от 20	3.4.9.3	4.21	1
152	Акци	ТП	ТП 347	6	2021.6	2021.(	П	3,583	ТП347 (		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	282					1
153	Акци	ТП	ТП 347	6	2021.6	2021.(	П	2,6	ТП347 (		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	282					1
154	Акци	ТП	ТП 339	6	2021.6	2021.(	П	2,917	ТП339 (		шего шк	4	0	1	3	0	0	0	4	0	284					1
155	Акци	РП	ф.107	6	2021.0	2021.(	В	0,35	ТП 313(		анал"ИБ	16	0	2	14	0	0	0	16	0	363		1 от 22	3.4.9.1	4.21	0
156	Акци	ТП	ТП 1	6	2021.0	2021.(	П	1,833	ТП1 (Т		бразова	1	0	1	0	0	0	0	1	0	80,7					1
157	Акци	ТП	ТП 268	6	2021.0	2021.(	П	5,833	ТП268 (		бразова	3	0	1	2	0	0	0	3	0	78					1
158	Акци	ТП	ТП 79	6	2021.6	2021.(	П	8,333	ТП79 (			9	0	0	9	0	0	0	9	0	104,3					1
159	Акци	РП	ф.1208	6	2021.0	2021.(	В	0,75	ТП);ТП		17, дет	32	0	2	30	0	0	0	32	0	479,5		1 от 25	3.4.8.5	4.12	0
160	Акци	РП	ф.29	6	2021.0	2021.(	В	1,67	ТП 108(		жегород	38	1	2	35	0	0	0	38	0	1206,5		1 от 25	3.4.8.5	4.12	0
161	Акци	ТП	ТП 48	6	2021.6	2021.(	П	3,75	ТП48 (			1	0	0	1	0	0	0	1	0	85,8					1
162	Акци	ТП	ТП 406	6	2021.0	2021.(	П	3,167	ТП406 (		одокана	7	0	1	6	0	0	0	7	0	335					1
163	Акци	РП	ф.285	6	2021.7	2021.(	В	2,08	01(1СШ		нал"ТНС	49	0	5	44	0	0	0	49	0	1243,54		1 от 26	3.4.8.5	4.12	1
164	Акци	РП	ф.29	6	2021.0	2021.(	В	2,7	1 108;Т		), ОАО "	10	0	1	9	0	0	0	10	0	492		1 от 26	3.4.8.5	4.12	1
165	Акци	ТП	ТП 89	6	2021.0	2021.(	П	7,417	ТП89 (			2	0	0	2	0	0	0	2	0	38,2					1

166	Акци	ТП	ТП 215	6	0 2021.6	2021.(	П	1,583	I215 пр.			5	0	0	5	0	0	0	5	0	90,8					1
167	Акци	ТП	ТП 34А	6	0 2021.6	2021.(	П	3,25	ТП34А		дский в	8	0	1	7	0	0	0	8	0	405,9					1
168	Акци	ТП	ТП 109	6	0 2021.0	2021.(	П	3	ТП109 (			12	0	0	12	0	0	0	12	0	550					1
169	Акци	ТП	ТП 290	6	0 2021.6	2021.(	П	1,583	ТП290 (			6	0	0	6	0	0	0	6	0	160					1
170	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.0	2021.(	В	2,17	;ТП 6 (6		я общес	6	0	2	4	0	0	0	6	0	219,3		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
171	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.6	2021.(	В	2,27	3 ТП69(1		комбина	10	0	1	9	0	0	0	10	0	237		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
172	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.6	2021.(	В	4,43	ТП);ТП		комбина	10	0	1	9	0	0	0	10	0	325,5		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
173	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.6	2021.(	В	4,6	3 ТП68(1		нал" КП	7	0	3	4	0	0	0	7	0	109,5		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
174	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.0	2021.(	В	4,83	ТП 105(			1	0	0	1	0	0	0	1	0	42,9		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
175	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.0	2021.(	В	5,15	);ТП 6 (6		разовате	1	0	1	0	0	0	0	1	0	205		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
176	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.0	2021.(	В	6	ТП294(			10	0	0	10	0	0	0	10	0	265		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
177	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.2	2021.(	В	6,37	ТП241(			8	0	0	8	0	0	0	8	0	376		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
178	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.6	2021.(	В	12,08	ТП291(		ский во	5	0	1	4	0	0	0	5	0	321		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
179	Акци	РП	ф.658	6	0 2021.6	2021.(	В	1,25	П 6 (6.3		ОАО"Н	15	0	2	13	0	0	0	15	0	983,5		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
180	Акци	РП	ф.642	6	0 2021.(	2021.(	В	5,02	кВ ТП7(		,детски	40	0	9	31	0	0	0	40	0	1648,8		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
181	Акци	РП	ф.150	6	5 2021.(	2021.(	В	1,8	П407(В		№ 145,N	1085	0	6	1079	0	0	0	1085	0	2320,34		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
182	Акци	ТП	ТП 330	6	0 2021.0	2021.(	П	2	ТП330 (			7	0	0	7	0	0	0	7	0	432					1
183	Акци	ТП	ТП 72	6	5 2021.0	2021.(	П	1,75	ТП72 (		омбинат	7	0	1	6	0	0	0	7	0	326,4					1
184	Акци	ТП	ТП 346	6	5 2021.0	2021.(	П	2,25	ТП 346		й комби	11	0	1	10	0	0	0	11	0	343					1
185	Акци	ТП	ТП 285	0.38	0 2021.6	2021.(	В	1,42	285 пр.2			1	0	1	0	0	0	0	1	0	64		1 от 01	3.4.8.5	4.12	1
186	Акци	ТП	ТП 205	6	0 2021.0	2021.(	П	8,667	ТП 205		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	102,7					1
187	Акци	ТП	ТП 158	6	5 2021.6	2021.(	П	4	ТП 158			10	0	0	10	0	0	0	10	0	150					1
188	Акци	ТП	ТП 375	6	0 2021.0	2021.(	П	3,5	ТП 375			6	0	0	6	0	0	0	6	0	305					1
189	Акци	ТП	ТП 303	6	0 2021.0	2021.(	П	6,333	ТП 303		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237					1
190	Акци	ТП	ТП 171	6	5 2021.0	2021.(	П	0,583	ТП 171			97	0	0	97	0	0	0	97	0	245					1
191	Акци	ТП	ТП 211	6	5 2021.0	2021.(	П	1,417	ТП 211		комбин	5	0	1	4	0	0	0	5	0	109,7					1
192	Акци	ТП	ТП 160	6	5 2021.6	2021.(	П	3,833	ТП 160		редняя с	7	0	2	5	0	0	0	7	0	137,5					1
193	Акци	ТП	ТП 150	6	0 2021.0	2021.(	П	0,833	ТП 150			220	0	0	220	0	0	0	220	0	183,9					1
194	Акци	ТП	ТП 269	6	5 2021.0	2021.(	П	6,25	ТП 269		й водок	5	0	1	4	0	0	0	5	0	249					1
195	Акци	ТП	ТП 391	6	5 2021.6	2021.(	П	7,333	ТП 391			10	0	0	10	0	0	0	10	0	349					1
196	Акци	ТП	ТП 357	6	5 2021.0	2021.(	П	2,75	ТП 357		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	551					1
197	Акци	ТП	ТП 368	6	0 2021.0	2021.(	П	6,5	ТП 368		й водока	6	0	1	5	0	0	0	6	0	336					1
198	Акци	ТП	ТП 34	6	5 2021.6	2021.(	П	3,833	ТП 34 (		й водок	8	0	1	7	0	0	0	8	0	405,9					1
199	Акци	ТП	ТП 121	6	0 2021.0	2021.(	П	6,167	ТП 121		комбин	16	0	1	15	0	0	0	16	0	98,56					1
200	Акци	ТП	ТП 176	6	2 2021.0	2021.(	П	0,967	ТП 176			7	0	0	7	0	0	0	7	0	122,3					1
201	Акци	ТП	ТП 17	6	0 2021.(	2021.(	П	0,95	ТП 17 (			7	0	0	7	0	0	0	7	0	153					1
202	Акци	ТП	ТП 27	6	5 2021.0	2021.(	П	1,417	ТП 27 (		бразова	8	0	1	7	0	0	0	8	0	222,6					1
203	Акци	ТП	ТП 175	6	0 2021.6	2021.(	П	7,417	ТП 175			4	0	0	4	0	0	0	4	0	116,6					1
204	Акци	ТП	ТП 303	6	5 2021.6	2021.(	П	5	ТП 303		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237					1
205	Акци	ТП	ТП 123	6	0 2021.6	2021.(	П	4,75	ТП 123			81	0	0	81	0	0	0	81	0	75					1
206	Акци	ТП	ТП 103	6	0 2021.0	2021.(	П	3,5	ТП 103			2	0	0	2	0	0	0	2	0	191					1
207	Акци	РП	ф. 193	6	0 2021.6	2021.(	В	0,92	ТП 339(			20	0	0	20	0	0	0	20	0	509		1 от 15	3.4.8.5	4.12	0
208	Акци	ТП	ТП 325	6	0 2021.0	2021.(	П	1,5	ТП 325			8	0	0	8	0	0	0	8	0	341					1
209	Акци	ТП	ТП 401	6	0 2021.0	2021.(	П	1,167	ТП 401		й водока	6	0	1	5	0	0	0	6	0	317					1
210	Акци	ТП	ТП 417	6	5 2021.8	2021.(	П	2,55	ТП 417		комбина	12	0	1	11	0	0	0	12	0	231					1
211	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.0	2021.(	П	1,417	II 112Б			1	0	0	1	0	0	0	1	0	22					1
212	Акци	ТП	ТП 357	6	0 2021.0	2021.(	П	1,333	ТП 357		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	551					1
213	Акци	ТП	ТП 36	6	0 2021.0	2021.(	П	0,667	ТП 36 (		и" г. Н.	7	0	2	5	0	0	0	7	0	93					1
214	Акци	РП	ф. 19	6	0 2021.0	2021.(	В	0,17	3 ТП23(1			23	0	0	23	0	0	0	23	0	392		1 от 17	3.4.8.5	4.12	1
215	Акци	ТП	ТП 102	6	0 2021.6	2021.(	П	7,25	ТП 102			182	0	0	182	0	0	0	182	0	104					1
216	Акци	ТП	ТП 167	6	0 2021.0	2021.(	П	0,5	ТП 167(			10	0	0	10	0	0	0	10	0	152					1
217	Акци	РП	ф. 124	6	0 2021.6	2021.(	В	0,25	ТП304(		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	201		1 от 17	.4.12.	4.4	1
218	Акци	ТП	ТП 417	6	5 2021.0	2021.(	П	2,75	ТП 417		комбина	12	0	1	11	0	0	0	12	0	231					1

219	Акци	ТП	ТП 77	6	0 2021.0	2021.	П	0,833	ТП 77 (		дицинск	13	0	1	12	0	0	0	13	0	78,54					1
220	Акци	РП	ф. 167	6	5 2021.2	2021.	В	0,45	ТП);ТП			14	0	1	13	0	0	0	14	0	611		1 от 19	3.4.8.5	4.12	0
221	Акци	РП	ф. 269	6	9 2021.0	2021.	В	0,68	ТП 219(			5	0	0	5	0	0	0	5	0	296		1 от 19	3.4.9.	4.21	0
222	Акци	ТП	ТП 303	6	5 2021.6	2021.	П	4	ТП 303		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237					1
223	Акци	ТП	ТП 303	0.38	0 2021.0	2021.	В	0,5	ТП303(Б		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237		1 от 21	3.4.8.5	4.13	1
224	Акци	ТП	ТП 285	6	0 2021.0	2021.	П	1,167	ТП 285		комбин	14	0	1	13	0	0	0	14	0	345					1
225	Акци	ТП	ТП 6	6	5 2021.6	2021.	П	1,833	ТП 6 (Т			6	0	0	6	0	0	0	6	0	104,3					1
226	Акци	ТП	ТП 43	6	0 2021.0	2021.	П	1	ТП 43 (		й комби	22	0	1	21	0	0	0	22	0	345					1
227	Акци	РП	ф. 22 ф.	6	5 2021.0	2021.	В	1,25	ТП);ТП		Т , ОАО	28	0	3	25	0	0	0	28	0	1381		1 от 22	3.4.8.5	4.12	0
228	Акци	РП	ф. 22 ф.	6	5 2021.0	2021.	В	3,08	ТП);ТП		бразова	10	0	1	9	0	0	0	10	0	479		1 от 22	3.4.8.5	4.12	0
229	Акци	ТП	ТП 56	6	5 2021.0	2021.	П	0,417	ТП 56 (		й комби	2	0	1	1	0	0	0	2	0	76,78					1
230	Акци	ТП	ТП 329	6	5 2021.6	2021.	П	3,833	ТП 329		дский во	4	0	1	3	0	0	0	4	0	185					1
231	Акци	РП	ф.26 в	6	0 2021.6	2021.	В	0,25	ТП);ТП		комбина	82	0	3	79	0	0	0	82	0	699,4		1 от 24	3.4.9.	4.21	0
232	Акци	ТП	ТП 304	0.38	0 2021.6	2021.	В	3,25	Т 304-3(			1	0	0	1	0	0	0	1	0	45		1 от 24	3.4.8.5	4.12	0
233	Акци	РП	ф. 636	6	5 2021.0	2021.	В	0,75	ТП);ТП		а № 21",	51	0	7	44	0	0	0	51	0	997		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
234	Акци	РП	ф. 1 РП	6	5 2021.0	2021.	В	2,08	ТП);ТП		т № 24д	30	0	4	26	0	0	0	30	0	1241		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
235	Акци	ТП	ТП 249	0.38	3 2021.6	2021.	В	8,68	249 прис			9	0	0	9	0	0	0	9	0	0		1 от 26	.4.12.	4.4	0
236	Акци	ТП	ТП 23	0.38	5 2021.0	2021.	В	6,42	ТП23(В			23	0	0	23	0	0	0	23	0	0		1 от 26	.4.12.	4.4	0
237	Акци	РП	ф. 3025	6	2021.0	2021.	В	0,48	ТП 97(		комбин	507	0	1	506	0	0	0	507	0	751,7		1 от 27	.4.12.	4.4	0
238	Акци	РП	ф. 3025	6	2021.0	2021.	В	0,48	ТП);ТП			282	0	0	282	0	0	0	282	0	296,78		1 от 27	.4.12.	4.4	0
239	Акци	ТП	ТП 146	0.38	2 2021.6	2021.	В	1,05	Т 146-4(			59	0	0	59	0	0	0	59	0	62,3		1 от 27	.4.12.	4.4	0
240	Акци	ТП	ТП 109	6	0 2021.0	2021.	П	1,667	ТП 109			12	0	0	12	0	0	0	12	0	550					1
241	Акци	РП	ф. 282	6	5 2021.6	2021.	В	0,83	ТП106(Т		ТНС-3	13	0	3	10	0	0	0	13	0	827		1 от 29	3.4.8.5	4.12	1
242	Акци	ТП	ТП 372	6	0 2021.0	2021.	П	6,5	ТП 372		редняя о	6	0	2	4	0	0	0	6	0	314					1
243	Акци	ТП	ТП	6	0 2021.6	2021.	П	7,583	ТП 119Б			1	0	0	1	0	0	0	1	0	13,64					1
244	Акци	ТП	ТП 304	6	0 2021.0	2021.	П	2	ТП 304		комбина	16	0	1	15	0	0	0	16	0	402					1
245	Акци	ТП	ТП 391	6	0 2021.0	2021.	П	2	ТП 391			10	0	0	10	0	0	0	10	0	349					1
246	Акци	ТП	ТП 178	0.38	0 2021.6	2021.	В	1,08	ТП178(Б			22	0	0	22	0	0	0	22	0	102,6		1 от 01	.4.12.	4.4	0
247	Акци	РП	ф. 165	6	0 2021.8	2021.	В	0,3	ТП 393(		й водока	5	0	1	4	0	0	0	5	0	150		1 от 01	3.4.7.4	4.11	1
248	Акци	РП	ф. 165	6	0 2021.0	2021.	В	1,33	ТП 392(		дский во	9	0	1	8	0	0	0	9	0	259		1 от 01	3.4.7.4	4.11	1
249	Акци	ТП	ТП 390	6	5 2021.6	2021.	П	7,333	ТП 390		дский во	7	0	1	6	0	0	0	7	0	331					1
250	Акци	ТП	ТП 41	6	5 2021.6	2021.	П	6,667	ТП 41 (			8	0	0	8	0	0	0	8	0	448					1
251	Акци	РП	ф. 141	6	5 2021.0	2021.	В	0,25	ТП321(2			10	0	0	10	0	0	0	10	0	140		1 от 02	3.4.9	4.12	0
252	Акци	РП	ф. 141	6	5 2021.6	2021.	В	0,5	ТП 68(		нал" КН	7	0	3	4	0	0	0	7	0	109		1 от 02	3.4.9	4.12	0
253	Акци	РП	ф. 141	6	5 2021.0	2021.	В	10,08	ТП);ТП		комбина	10	0	1	9	0	0	0	10	0	325		1 от 02	3.4.9	4.12	0
254	Акци	ТП	ТП 407	6	0 2021.6	2021.	П	3,917	ТП 407			7	0	0	7	0	0	0	7	0	448					1
255	Акци	ТП	ТП	6	0 2021.0	2021.	П	1,333	ТП 162А			8	0	0	8	0	0	0	8	0	145					1
256	Акци	ТП	ТП 122	6	0 2021.6	2021.	П	7,417	ТП 122(		06, детс	11	0	2	9	0	0	0	11	0	340					1
257	Акци	РП	ф. 25	6	0 2021.6	2021.	В	1,75	ТП 122(		06, детс	11	0	2	9	0	0	0	11	0	340		1 от 06	3.4.8.5	4.12	1
258	Акци	РП	ф. 208	6	0 2021.6	2021.	В	1,083	ТП);ТП		еатр "М	18	0	2	16	0	0	0	18	0	490		1 от 06	3.4.8.5	4.12	1
259	Акци	РП	ф. 208	6	0 2021.0	2021.	В	13,17	ТП191(		комбина	8	0	1	7	0	0	0	8	0	102		1 от 07	3.4.8.5	4.12	1
260	Акци	ТП	ТП 391	6	5 2021.6	2021.	П	2,167	ТП 391(			10	0	0	10	0	0	0	10	0	349					1
261	Акци	ТП	ТП 30	6	2021.0	2021.	П	4,817	ТП 30(		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	162					1
262	Акци	ТП	ТП 303	6	0 2021.6	2021.	П	4,25	ТП 303		омбинат	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237					1
263	Акци	ТП	ТП 30	6	0 2021.6	2021.	П	6,083	ТП 30(		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	162					1
264	Акци	ТП	ТП 141	0.38	0 2021.8	2021.	В	0,05	Т 141-3(			6	0	0	6	0	0	0	6	0	12,32		1 от 09	3.4.8.5	4.21	0
265	Акци	ТП	ТП 141	0.38	2 2021.0	2021.	В	1,13	Т 141-3(			6	0	0	6	0	0	0	6	0	12,32		1 от 09	3.4.8.5	4.12	0
266	Акци	РП	ф. 283	6	5 2021.0	2021.	В	0,58	ТП355(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	457		1 от 11	3.4.8.5	4.12	1
267	Акци	РП	ф. 283	6	5 2021.6	2021.	В	0,83	ТП 399(		23детски	9	0	2	7	0	0	0	9	0	494		1 от 11	3.4.8.5	4.12	1
268	Акци	РП	ф. 283	6	5 2021.0	2021.	В	1,42	ТП353(2		ический	4	0	1	3	0	0	0	4	0	170		1 от 11	3.4.8.5	4.12	1
269	Акци	РП	ф. 283	6	5 2021.6	2021.	В	1,667	ТП);ТП		ОАО"Ни	8	0	2	6	0	0	0	8	0	300		1 от 11	3.4.8.5	4.12	1
270	Акци	РП	ф. 132	6	0 2021.0	2021.	В	0,33	38 сш2(Т		У средн	4	0	2	2	0	0	0	4	0	277,5		1 от 12	3.4.9.	4.12	0
271	Акци	ТП	ТП 363	6	5 2021.0	2021.	П	2,25	ТП 363			8	0	0	8	0	0	0	8	0	482					1

272	Акци	РП	ф. 618	6	) 2021.6	2021.(	В	0,47	ТП);ТП		ОАО "В	60	0	5	55	0	0	0	60	0	2467,4		1 от 12	3.4.9.1	4.12	0
273	Акци	РП	ф. 618	6	) 2021.(	2021.(	В	1,02	В ТП 4(		аская те	92	0	9	83	0	0	0	92	0	2835,98		1 от 12	3.4.9.1	4.12	0
274	Акци	ТП	ТП 362	6	5 2021.0	2021.(	П	1,583	ТП 362		омбинат	7	0	1	6	0	0	0	7	0	424					1
275	Акци	ТП	ТП 18	6	) 2021.0	2021.(	П	2	ТП 18 (		ЧС ПЧ	8	0	1	7	0	0	0	8	0	306					1
276	Акци	ТП	ТП 87	6	5 2021.6	2021.(	П	3,833	ТП 87 (			3	0	0	3	0	0	0	3	0	196					1
277	Акци	ТП	ТП 165	6	) 2021.0	2021.(	П	1,833	ТП 165		комбина	24	0	1	23	0	0	0	24	0	146,5					1
278	Акци	ТП	ТП 273	0.38	) 2021.6	2021.(	В	5,42	73 пр.№			1	0	0	1	0	0	0	1	0	86		1 от 15	3.4.8.5	4.12	1
279	Акци	ТП	ТП 173	6	) 2021.0	2021.(	П	0,667	ТП 173		комбина	8	0	1	7	0	0	0	8	0	515					1
280	Акци	РП	Ф. 609	6	) 2021.6	2021.(	В	1,25	ТП126(			227	0	0	227	0	0	0	227	0	273		1 от 18	3.4.9.1	4.12	0
281	Акци	РП	ф. 609	6	) 2021.0	2021.(	В	1	ТП148(		овная о	1037	0	2	1035	0	0	0	1037	0	1364		1 от 18	3.4.9.	4.12	0
282	Акци	РП	ф. 609	6	) 2021.0	2021.(	В	1	ТП);ТП		О"Ниже	8	0	2	6	0	0	0	8	0	414		1 от 18	3.4.9.	4.12	0
283	Акци	ТП	ТП 274	6	) 2021.0	2021.(	П	6,333	ТП 274			6	0	0	6	0	0	0	6	0	378					1
284	Акци	ТП	ТП 271	6	) 2021.6	2021.(	П	6,417	ТП 173			8	0	0	8	0	0	0	8	0	282					1
285	Акци	ТП	ТП 381	6	) 2021.0	2021.(	П	3,667	ТП 381			7	0	0	7	0	0	0	7	0	254					1
286	Акци	ТП	ТП 288	6	5 2021.6	2021.(	П	1,333	ТП 288		ский во	8	0	1	7	0	0	0	8	0	373					1
287	Акци	ТП	ТП 359	6	) 2021.0	2021.(	П	4,167	ТП 359		омбинат	7	0	1	6	0	0	0	7	0	338					1
288	Акци	РП	ф. 249	6	5 2021.6	2021.(	В	3,17	ТП387(2			5	0	0	5	0	0	0	5	0	149		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
289	Акци	РП	РП 23	6	5 2021.6	2021.(	В	1,83	П);ТП (			14	0	0	14	0	0	0	14	0	719		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
290	Акци	РП	ф. 249	6	5 2021.6	2021.(	В	2,5	ТП386(1		водокана	7	0	1	6	0	0	0	7	0	292		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
291	Акци	РП	РП 23	6	5 2021.6	2021.(	В	0,17	ТП407(2)		водокана	9	0	1	8	0	0	0	9	0	417,2		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
292	Акци	РП	РП 23	6	5 2021.6	2021.(	В	1	ТП);ТП		"Волга"	7	0	2	5	0	0	0	7	0	244		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
293	Акци	РП	РП 23	6	5 2021.6	2021.(	В	1,33	ТП);ТП		комбина	15	0	3	12	0	0	0	15	0	362		1 от 23	3.4.8.5	4.12	1
294	Акци	ТП	ТП 375	6	) 2021.6	2021.(	П	7,417	ТП375 (			6	0	0	6	0	0	0	6	0	305					1
295	Акци	РП	ф. 256	6	) 2021.6	2021.(	В	0,08	ТП284 сш			6	0	0	6	0	0	0	6	0	145		1 от 23	3.4.9.1	4.12	0
296	Акци	РП	ф. 611	6	) 2021.0	2021.(	В	1	ТП);ТП			13	0	0	13	0	0	0	13	0	553		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
297	Акци	РП	ф. 611	6	) 2021.6	2021.(	В	3,08	ТП275(			8	0	0	8	0	0	0	8	0	336		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
298	Акци	РП	ф. 611	6	) 2021.0	2021.(	В	0,5	ТП245(В		комбин	39	0	1	38	0	0	0	39	0	692		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
299	Акци	РП	ф. 611	6	) 2021.0	2021.(	В	2,83	ТП276(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	264		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
300	Акци	РП	ф. 616	6	5 2021.0	2021.(	В	0,25	ТП249(		153, М	54	0	3	51	0	0	0	54	0	1330		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
301	Акци	РП	ф. 616	6	5 2021.0	2021.(	В	3,58	ТП273(		О "Ниже	10	0	2	8	0	0	0	10	0	307		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
302	Акци	РП	ф. 616	6	5 2021.0	2021.(	В	3,25	П);ТП (		бразова	5	0	1	4	0	0	0	5	0	135		1 от 27	3.4.9.	4.21	0
303	Акци	РП	ф. 102	6	) 2021.0	2021.(	В	1,17	ТП314(		110, дет	7	0	2	5	0	0	0	7	0	278		1 от 27	3.4.8.5	4.12	1
304	Акци	РП	ф. 102	6	) 2021.6	2021.(	В	1,58	ТП315(		ский во	7	0	1	6	0	0	0	7	0	309		1 от 27	3.4.8.5	4.12	1
305	Акци	РП	ф. 102	6	) 2021.6	2021.(	В	1,42	ТП316(		бразова	2	0	1	1	0	0	0	2	0	54		1 от 27	3.4.8.5	4.12	1
306	Акци	ТП	ТП 196	6	) 2021.0	2021.(	П	7,333	ТП196 (		бразова	8	0	1	7	0	0	0	8	0	151,3					1
307	Акци	ТП	ТП 377	6	) 2021.0	2021.(	П	3	ТП377 (		комбин	7	0	1	6	0	0	0	7	0	328					1
308	Акци	ТП	ТП 17	6	) 2021.6	2021.(	П	5,583	ТП17 (			7	0	0	7	0	0	0	7	0	153					1
309	Акци	ТП	ТП 94	6	5 2021.0	2021.(	П	0,9	ТП94 (			1	0	0	1	0	0	0	1	0	120					1
310	Акци	ТП	ТП 207	6	) 2021.0	2021.(	П	3	ТП207 (			9	0	0	9	0	0	0	9	0	99					1
311	Акци	ТП	ТП 186	6	) 2021.0	2021.(	П	3,333	ТП186 (			40	0	0	40	0	0	0	40	0	149,6					1
312	Акци	ТП	ТП 357	6	5 2021.0	2021.(	П	1,417	ТП357 (		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	551					1
313	Акци	РП	ф. 612	6	) 2021.6	2021.(	В	0,42	ТП);ТП		гаТелек	9	0	4	5	0	0	0	9	0	359		1 от 04	3.4.9.	4.21	0
314	Акци	РП	ф. 602	6	) 2021.0	2021.(	В	0,83	Т);ТП 6		родский	81	0	3	78	0	0	0	81	0	679		1 от 04	3.4.9.	4.12	0
315	Акци	РП	ф. 237	6	) 2021.0	2021.(	В	0,5	ТП407(		водока	14	0	1	13	0	0	0	14	0	783		1 от 05	3.4.8.5	4.21	1
316	Акци	ТП	ТП 142	6	) 2021.6	2021.(	П	2,083	ТП142 (			170	0	0	170	0	0	0	170	0	173,8					1
317	Акци	ТП	ТП 95	6	) 2021.0	2021.(	П	2,5	ТП95 (		городс	3	0	1	2	0	0	0	3	0	35,6					1
318	Акци	РП	ф. 1218	6	) 2021.0	2021.(	В	0,67	08 сш1(		комбин	23	0	1	22	0	0	0	23	0	784		1 от 07	3.4.8.5	4.12	1
319	Акци	РП	ф. 1218	6	) 2021.6	2021.(	В	6,25	ТП1121			3	0	0	3	0	0	0	3	0	153		1 от 07	3.4.8.5	4.12	1
320	Акци	ТП	ТП 138	6	) 2021.6	2021.(	П	4,583	ТП138 (			121	0	0	121	0	0	0	121	0	110					1
321	Акци	ТП	ТП 180	6	5 2021.0	2021.(	П	7,417	ТП180 (			140	0	0	140	0	0	0	140	0	146,3					1
322	Акци	ТП	ТП 180	6	) 2021.0	2021.(	П	7,167	ТП180 (			140	0	0	140	0	0	0	140	0	146,3					1
323	Акци	ВЛ	РП 15	10	2 2021.6	2021.(	В	0,72	ТП131		ольница	639	0	2	637	0	0	0	639	0	682,58		1 от 13	3.4.9.1	4.21	0
324	Акци	ТП	ТП 180	6	4 2021.6	2021.(	П	8,533	ТП180 (			140	0	0	140	0	0	0	140	0	146,3					1

325	Акции	ТП	ТП 189	6	2021.0	2021.	П	3,917	ТП189 (		бразова	7	0	1	6	0	0	0	7	0	126					1
326	Акции	ТП	ТП 68	6	2021.0	2021.	П	2,25	ТП68 (		оканал"	7	0	3	4	0	0	0	7	0	109,5					1
327	Акции	ТП	ТП 156	6	2021.0	2021.	П	2,117	ТП156 (			11	0	0	11	0	0	0	11	0	185					1
328	Акции	ТП	ТП 77	6	2021.6	2021.	П	6,167	ТП77 (		дицинск	13	0	1	12	0	0	0	13	0	78,54					1
329	Акции	ТП	ТП 44	6	2021.0	2021.	П	3,333	ТП44 (		дский во	10	0	1	9	0	0	0	10	0	279					1
330	Акции	РП	РП 30	6	2021.6	2021.	В	3,67	ЭП ТП);		комбин	519	0	1	518	0	0	0	519	0	760		1 от 19	3.4.9.	4.12	1
331	Акции	РП	ф. 141	6	2021.0	2021.	В	1,33	ТП);ТП		бразова	21	0	1	20	0	0	0	21	0	917		1 от 20	3.4.8.5	4.12	1
332	Акции	РП	ф. 17	6	2021.0	2021.	В	1,5	ЛЭП ТП		бразова	46	0	1	45	0	0	0	46	0	683,44		1 от 20	3.4.8.5	4.12	0
333	Акции	ТП	ТП 322	6	2021.6	2021.	П	3,5	ТП322 (		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	102					1
334	Акции	ТП	ТП 66	6	2021.0	2021.	П	1,117	ТП66 (			15	0	0	15	0	0	0	15	0	122					1
335	Акции	ТП	ТП 22	6	2021.6	2021.	П	5,917	ТП22 (			22	0	0	22	0	0	0	22	0	217					1
336	Акции	ТП	ТП 326	6	2021.0	2021.	П	1,167	ТП326 (			10	0	0	10	0	0	0	10	0	365					1
337	Акции	ТП	ТП 35	6	2021.6	2021.	П	1,8	ТП35 (		а плюс"	3	0	1	2	0	0	0	3	0	174					1
338	Акции	ТП	ТП 14	6	2021.0	2021.	П	2,75	ТП14 (			5	0	0	5	0	0	0	5	0	110,8					1
339	Акции	ТП	ТП 245	6	2021.6	2021.	П	2,417	ТП245			8	0	0	8	0	0	0	8	0	162					1
340	Акции	ТП	ТП 393	6	2021.0	2021.	П	2,417	ТП393		водока	5	0	1	4	0	0	0	5	0	150					1
341	Акции	ТП	ТП 312	6	2021.6	2021.	П	2,983	ТП312 (		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	386					1
342	Акции	ТП	ТП 98	6	2021.6	2021.	П	10,67	ТП 98 (		редняя с	107	0	2	105	0	0	0	107	0	233					1
343	Акции	ТП	ТП 148	6	2021.6	2021.	П	10,67	ТП 148			219	0	0	219	0	0	0	219	0	291					1
344	Акции	ТП	ТП 149	6	2021.6	2021.	П	10,67	ТП 149			173	0	0	173	0	0	0	173	0	194,9					1
345	Акции	ТП	ТП 150	6	2021.6	2021.	П	10,67	ТП 150			220	0	0	220	0	0	0	220	0	183					1
346	Акции	ТП	ТП 321	6	2021.0	2021.	П	2,25	ТП 321			10	0	0	10	0	0	0	10	0	280					1
347	Акции	ТП	ТП 30	6	2021.0	2021.	П	3,5	ТП 30 (		бразова	6	0	1	5	0	0	0	6	0	162					1
348	Акции	ТП	ТП 355	6	2021.6	2021.	П	2,583	ТП 355			9	0	0	9	0	0	0	9	0	457					1
349	Акции	ТП	ТП 357	6	2021.0	2021.	П	2,5	ТП 357		комбин	13	0	1	12	0	0	0	13	0	551					1
350	Акции	ТП	ТП 403	6	2021.0	2021.	П	2,583	ТП 403		бразова	8	0	1	7	0	0	0	8	0	424					1
351	Акции	ТП	ТП 256	6	2021.6	2021.	П	2,75	ТП 256		комбин	16	0	1	15	0	0	0	16	0	174					1
352	Акции	ТП	ТП 110	0.38	2021.6	2021.	В	0,08	110 сш		комбин	15	0	1	14	0	0	0	15	0	94		1 от 06	3.4.8.5	4.12	1
353	Акции	РП	ф. 225	6	2021.0	2021.	В	0,5	ТП69 сш			7	0	0	7	0	0	0	7	0	117		1 от 08	3.4.9.	4.12	0
354	Акции	ТП	ТП 397	6	2021.0	2021.	П	7,833	ТП 397			3	0	0	3	0	0	0	3	0	326					1
355	Акции	ТП	ТП 259	6	2021.6	2021.	П	2,333	ТП 259			8	0	0	8	0	0	0	8	0	126					1
356	Акции	ТП	ТП	6	2021.6	2021.	П	0,75	ТП 147Б			6	0	0	6	0	0	0	6	0	166,5					1
357	Акции	ТП	ТП 130	6	2021.0	2021.	В	6,5	ТП133(1			318	0	0	318	0	0	0	318	0	320		1 от 10	3.4.9.3	4.12	0
358	Акции	ТП	ТП 130	6	2021.0	2021.	В	8,17	ТП);ТП			561	0	0	561	0	0	0	561	0	682		1 от 10	3.4.9.3	4.12	0
359	Акции	ТП	ТП 130	6	2021.6	2021.	В	14,75	ТП131Б			64	0	0	64	0	0	0	64	0	65		1 от 10	3.4.9.3	4.12	0
360	Акции	ТП	ТП 69	6	2021.0	2021.	П	3	ТП 69 (		комбин	10	0	1	9	0	0	0	10	0	237					1
361	Акции	ТП	ТП 206	6	2021.6	2021.	П	3,417	ТП 206			8	0	0	8	0	0	0	8	0	97					1
362	Акции	ТП	ТП 204	6	2021.6	2021.	П	4,5	ТП 204		дский во	16	0	1	15	0	0	0	16	0	115,1					1
363	Акции	ТП	ТП 314	6	2021.0	2021.	П	2,667	ТП 314		110, дет	7	0	2	5	0	0	0	7	0	278					1
364	Акции	РП	ф. 633	6	2021.0	2021.	В	0,42	ТП 340		МОУ д	18	0	3	15	0	0	0	18	0	730		1 от 11	3.4.9.	4.21	0
365	Акции	РП	ф. 2410	6	2021.6	2021.	В	0,03	ТП 284а			6	0	0	6	0	0	0	6	0	290		1 от 11	3.4.8.5	4.12	1
366	Акции	РП	ф. 642	6	2021.0	2021.	В	0,45	ТП);ТП (		АО "Ни	33	0	2	31	0	0	0	33	0	1002,2		1 от 14	3.4.9.	4.21	0
367	Акции	ТП	ТП 102	6	2021.6	2021.	П	1,917	ТП 102			182	0	0	182	0	0	0	182	0	104					1
368	Акции	РП	ф. 53	6	2021.6	2021.	В	0,58	ТП 186		МОУ с	87	0	1	86	0	0	0	87	0	446,68		1 от 18	3.4.8.5	4.12	1
369	Акции	ТП	ТП 101	6	2021.6	2021.	П	1,417	ТП 101			174	0	0	174	0	0	0	174	0	250					1
370	Акции	ТП	ТП 110	6	2021.6	2021.	П	6,083	ТП 110		) "Ниже	82	0	2	80	0	0	0	82	0	188					1
371	Акции	ТП	ТП 123	6	2021.6	2021.	П	1,083	ТП 123			81	0	0	81	0	0	0	81	0	75					1
372	Акции	ТП	ТП 322	6	2021.6	2021.	П	1,75	ТП 322		образов	6	0	1	5	0	0	0	6	0	102					1
373	Акции	ТП	ТП 97	6	2021.0	2021.	П	1,417	ТП 97 (		комбин	114	0	1	113	0	0	0	114	0	210,7					1
374	Акции	ТП	ТП 110	6	2021.0	2021.	П	5,417	ТП 110		) "Ниже	82	0	2	80	0	0	0	82	0	188					1
375	Акции	ТП	ТП 203	6	2021.0	2021.	П	3,083	ТП 203			93	0	0	93	0	0	0	93	0	157,5					1
376	Акции	ТП	ТП 416	0.38	2021.0	2021.	В	1,92	П 416 (			15	0	0	15	0	0	0	15	0	61		1 от 22	3.4.8.2	4.4	0
377	Акции	ТП	ТП 321	6	2021.6	2021.	П	2,667	ТП 321			10	0	0	10	0	0	0	10	0	280					1

378	Акци	ТП	ТП 111	6	0 2021.6	2021.	П	4,583	ТП 111		комбин	38	0	1	37	0	0	0	38	0	71					1
379	Акци	ТП	ТП 142	6	0 2021.6	2021.	П	3,75	ТП 142			170	0	0	170	0	0	0	170	0	173,8					1
380	Акци	ТП	ТП 303	6	5 2021.0	2021.	П	2,417	ТП 303		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	237					1
381	Акци	ТП	ТП 111	6	0 2021.0	2021.	П	5	ТП 111		комбин	38	0	1	37	0	0	0	38	0	71					1
382	Акци	ТП	ТП 362	6	5 2021.6	2021.	П	8	ТП 362		комбина	7	0	1	6	0	0	0	7	0	424					1
383	Акци	ТП	ТП 344	6	5 2021.6	2021.	П	1,667	ТП 344		дский в	8	0	1	7	0	0	0	8	0	257					1
384	Акци	ТП	ТП 387	6	0 2021.0	2021.	П	0,833	ТП 387			10	0	0	10	0	0	0	10	0	301					1
385	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.6	2021.	П	2,5	ТП 1121			3	0	0	3	0	0	0	3	0	153					1
386	Акци	ТП	ТП 138	6	0 2021.0	2021.	П	3,833	ТП 138			121	0	0	121	0	0	0	121	0	110					1
387	Акци	ТП	ТП 133	6	5 2021.0	2021.	П	1,25	ТП 133		бразоват	182	0	1	181	0	0	0	182	0	181,9					1
388	Акци	ТП	ТП 144	6	0 2021.0	2021.	П	1,333	ТП 144			58	0	0	58	0	0	0	58	0	78,1					1
389	Акци	ТП	ТП 146	6	0 2021.0	2021.	П	1,833	ТП 146			142	0	0	142	0	0	0	142	0	150,5					1
390	Акци	ТП	ТП 147	6	5 2021.6	2021.	П	2,017	ТП 147			198	0	0	198	0	0	0	198	0	189,2					1
391	Акци	ТП	ТП 146	6	5 2021.8	2021.	П	0,05	ТП 146			142	0	0	142	0	0	0	142	0	150,5					1
392	Акци	ТП	ТП 180	6	5 2021.0	2021.	П	1,25	ТП 180			140	0	0	140	0	0	0	140	0	146,3					1
393	Акци	ТП	ТП 170	6	5 2021.6	2021.	П	1,5	ТП 170			88	0	0	88	0	0	0	88	0	34					1
394	Акци	ТП	ТП 188	6	0 2021.0	2021.	П	3,333	ТП 188			211	0	0	211	0	0	0	211	0	200					1
395	Акци	ТП	ТП 172	6	0 2021.6	2021.	П	1,083	ТП 172			70	0	0	70	0	0	0	70	0	264					1
396	Акци	ТП	ТП 214	6	5 2021.0	2021.	П	2,583	ТП 214			71	0	0	71	0	0	0	71	0	109,3					1
397	Акци	ТП	ТП 131	6	0 2021.6	2021.	П	5,25	ТП 131		е город	226	0	1	225	0	0	0	226	0	177					1
398	Акци	ТП	ТП	6	0 2021.6	2021.	П	5,1	ТП 132А			105	0	0	105	0	0	0	105	0	164,8					1
399	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.0	2021.	П	5,083	ТП 133А			107	0	0	107	0	0	0	107	0	17,82					1
400	Акци	ТП	ТП 407	6	5 2021.0	2021.	П	5,083	ТП 407			7	0	0	7	0	0	0	7	0	448					1
401	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.8	2021.	П	3,717	ТП 131А		я больни	178	0	1	177	0	0	0	178	0	255					1
402	Акци	РП	ф.167 в	6	5 2021.0	2021.	В	0,25	);ТП 6 (		дский в	14	0	1	13	0	0	0	14	0	480	1 от 02	3.4.8.5	4.12	1
403	Акци	РП	ф.279	6	0 2021.8	2021.	В	1,38	ТП);ТП		комбина	165	0	1	164	0	0	0	165	0	285	1 от 04	3.4.8.5	4.12	1
404	Акци	ТП	ТП 256	6	5 2021.0	2021.	П	1,917	ТП256 (		комбин	16	0	1	15	0	0	0	16	0	174					1
405	Акци	ТП	ТП 251	6	5 2021.0	2021.	П	1,917	ТП251 (		комбин	8	0	1	7	0	0	0	8	0	200					1
406	Акци	ТП	ф1311	6	5 2021.0	2021.	В	0,25	ТП 289(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	320	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
407	Акци	ТП	ф1311	6	5 2021.6	2021.	В	1,33	ТП);ТП			2	0	0	2	0	0	0	2	0	14,3	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
408	Акци	ТП	ф1311	6	5 2021.6	2021.	В	1,17	ТП12а			1	0	0	1	0	0	0	1	0	56,5	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
409	Акци	ТП	ф1311	6	5 2021.6	2021.	В	6,33	ТП);ТП			1	0	0	1	0	0	0	1	0	470	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
410	Акци	ТП	ф.288 в	6	0 2021.6	2021.	В	0,25	ТП358(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	445	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
411	Акци	ТП	ф.288 в	6	0 2021.6	2021.	В	0,58	ТП);ТП			9	0	0	9	0	0	0	9	0	263	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
412	Акци	ТП	ф.288 в	6	0 2021.0	2021.	В	0,83	В ТП40			21	0	5	16	0	0	0	21	0	1033	1 от 12	3.4.8.5	4.12	1
413	Акци	ТП	ТП 295	6	0 2021.6	2021.	П	3,75	ТП295(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	320					1
414	Акци	ТП	ТП 412	6	0 2021.0	2021.	П	3,333	ТП412 (			4	0	0	4	0	0	0	4	0	407					1
415	Акци	ТП	ТП	6	5 2021.2	2021.	П	1,783	ТП1124		гаТелек	9	0	3	6	0	0	0	9	0	406					1
416	Акци	ТП	ТП227	6	0 2021.6	2021.	П	7,583	ТП227(		бразова	9	0	1	8	0	0	0	9	0	152,7					1
417	Акци	ТП	ТП36А	6	0 2021.0	2021.	П	2,667	ТП36А(		ородска	9	0	1	8	0	0	0	9	0	125					1
418	Акци	ТП	ТП36А	6	0 2021.3	2021.	П	2,383	ТП36А(		ородска	9	0	1	8	0	0	0	9	0	125					1
419	Акци	ТП	ТП232	6	0 2021.0	2021.	П	7,167	ТП232(			6	0	0	6	0	0	0	6	0	187,8					1
420	Акци	РП	ф.3011	6	0 2021.6	2021.	В	6,58	ТП);ТП (		новная (	1167	0	2	1165	0	0	0	1167	0	0,934	1 от 12	3.4.8.5	4.12	0
421	Акци	ТП	ТП169	0.38	0 2021.6	2021.	В	7,92	ТП169-9(			1	0	0	1	0	0	0	1	0	33,4	1 от 13	3.4.8.	4.4	0
422	Акци	ТП	ТП285	6	0 2021.0	2021.	П	4,5	ТП285 (		комбин	14	0	1	13	0	0	0	14	0	345					1
423	Акци	ТП	ТП315	6	5 2021.0	2021.	П	1,583	ТП315 (		ский во	7	0	1	6	0	0	0	7	0	309					1
424	Акци	РП	ф.605,	6	0 2021.0	2021.	В	0,15	кВ ТП7		№ 105,	145	0	7	138	0	0	0	145	0	3902,4	1 от 20	3.4.9.	4.11	0
425	Акци	РП	ф.605,	6	0 2021.0	2021.	В	0,5	ТП275(		комбин	69	0	1	68	0	0	0	69	0	1845	1 от 20	3.4.9.	4.11	0
426	Акци	РП	ф.605,	6	0 2021.0	2021.	В	1,17	ТП);ТП		комбин	15	0	3	12	0	0	0	15	0	242,5	1 от 20	3.4.9.	4.11	0
427	Акци	РП	ф.605,	6	0 2021.6	2021.	В	1,43	ТП);ТП		школа-	32	0	2	30	0	0	0	32	0	596	1 от 20	3.4.9.	4.11	0
428	Акци	ТП	ТП309	6	5 2021.0	2021.	П	2,083	ТП309(		дского ф	5	0	4	1	0	0	0	5	0	212					1
429	Акци	ТП	ТП112А	6	5 2021.0	2021.	П	1,75	ТП112А		цы № 23	5	0	2	3	0	0	0	5	0	180					1
430	Акци	ТП	ТП 126	0.38	0 2021.3	2021.	В	0,05	Т 126-3(			38	0	0	38	0	0	0	38	0	45,7	1 от 25	3.4.8.5	4.21	1

431	Акци	РП	ф.т2	6	0 2021.5	2021.	В	0,58	П360(2С			83	0	83	0	0	0	0	83	0	349,84		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
432	Акци	РП	ф.т2	6	0 2021.2	2021.	В	1,2	кВ ТП7			1	0	1	0	0	0	0	1	0	240		1 от 25	3.4.8.5	4.12	1
433	Акци	ТП	ТП363	0.38	3 2021.	2021.	В	0,05	П363-3(			1	0	0	1	0	0	0	1	0	20,08		1 от 26	3.4.8.5	4.21	1
434	Акци	ТП	ТП198	6	0 2021.5	2021.	П	4,917	ТП 198		комбина	8	0	1	7	0	0	0	8	0	152,2					1
435	Акци	РП	Ф.150 в	6	0 2021.0	2021.	В	2,17	П);ТП 6		ольница	770	0	3	767	0	0	0	770	0	803,58		1 от 30	3.4.9.1	4.21	1
436	Акци	РП	Ф.150 в	6	0 2021.5	2021.	В	4,75	ТП);ТП		бразова	289	0	288	1	0	0	0	289	0	199,76		1 от 30	3.4.9.	4.21	1
437	Акци	ТП	ТП249	0.38	0 2021.3	2021.	В	0,13	П 249-4(			9	0	0	9	0	0	0	9	0	225		1 от 01	.4.12.	4.17	1
438	Акци	КЛ	ф2 РП1	6	2 2021.0	2021.	В	0,63	ТП 156(			11	0	0	11	0	0	0	11	0	185		1 от 07	3.4.8.5	4.12	1
439	Акци	КЛ	ф2 РП1	6	2 2021.9	2021.	В	0,95	ТП);ТП		комбин	9	0	1	8	0	0	0	9	0	157,7		1 от 07	3.4.8.5	4.12	1
440	Акци	ТП	ТП177	0.38	5 2021.5	2021.	В	0,17	177 пр.		дский в	16	0	1	15	0	0	0	16	0	91,7		1 от 22	3.4.8.5	4.21	1
441	Акци	ТП	ТП 303	0.38	2 2021.9	2021.	В	0,12	303 сш		комбина	9	0	1	8	0	0	0	9	0	119		1 от 24	3.4.14	4.21	1
442	Акци	ТП	ТП100	0.38	5 2021.0	2021.	В	0,25	ТП 100(I			20	0	0	20	0	0	0	20	0	60		1 от 24	3.4.8.5	4.21	1
ИТОГО по всем прекращениям передачи электрической энергии за отчетный период:							**И**	1257	**x**	**x**	**x**												**x**	**x**	**x**	**0; 1**
- по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ							**П**	889,4	x	x	x												x	x	x	0
- по аварийным ограничениям							**А**	0	x	x	x												x	x	x	0
- по внерегламентным отключениям							**В**	367,4	x	x	x												x	x	x	0; 1
- по внерегламентным отключениям, учитываемым при расчете показателей надежности, в том числе индикативных показателей надежности							**В1**	0	x	x	x												x	x	x	1

И.о. генерального директора — Должность

Маланьин К.В. — Ф.И.О.

Подпись

[1] Если восстановление режима потребления электрической энергии потребителей услуг в рамках одного прекращения передачи электрической энергии происходило в разное время, то форма заполняется отдельно по каждому такому восстановлению.

За 2020 год на объектах ООО «НЭСК» отключений подачи электрической энергии не зафиксировано.

В таблице 3.1.32 отражена статистика прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «НЭСК» за 2020 год.

Таблица 3.1.32 - Статистика прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «НЭСК»

(в ред. Приказа Минэнерго России от 21.06.2017 № 544)

Форма 8.1.[1] Журнал учета данных первичной информации по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедшим на объектах сетевой организации за 2020 год

ООО "Нижегородская электросетевая компания"
наименование сетевой организации

Данные о факте прекращения передачи электрической энергии									Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в сетевой организации													Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
Номер прекращения передачи электрической энергии/Номер итоговой строки	Наименование структурной единицы сетевой организации	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Вид прекращения передачи электроэнергии (П, А, В)	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час.	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-ой и 2-ой категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-ой и 2-ой категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Смежная сетевая организация и производители электрической энергии	Суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения такого события, кВт	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Номер и дата акта расследования технологического нарушения, записи в оперативном журнале	Код организационной причины аварии	Код технической причины повреждения оборудования	Учет в показателях надежности, в т.ч. нормативных показателях надежности (0 - нет, 1 - да)
												ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии										
													1-ая категория надежности	2-ая категория надежности	3-я категория надежности	ВН (110 кВ и выше)	СН1 (35 кВ)	СН2 (6 - 20 кВ)	НН (0,22 - 1 кВ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1	ООО "НЭСК"	ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО по всем прекращениям передачи электрической энергии за отчетный период:							**И**		**0**	**0**	**0**												**0**	**0**	**0**	**0**
- по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ							**П**		0	0	0												0	0	0	0
- по аварийным ограничениям							**А**		0	0	0												0	0	0	0
- по внерегламентным отключениям							**В**		0	0	0												0	0	0	0
- по внерегламентным отключениям, учитываемым при расчете показателей надежности, в том числе индикативных показателей надежности							**ВІ**		0	0	0												0	0	0	0

Генеральный директор — Должность; Д.А. Недоростков — Ф.И.О.; Подпись

Общество с ограниченной ответственностью ИНН 5256133345 Нижегородская электросетевая компания ОГРН 1145256007357 г. Нижний Новгород

[1] Если восстановление режима потребления электрической энергии потребителей услуг в рамках одного прекращение передачи электрической энергии происходило в разное время, то заполняется отдельно по каждому такому восстановлению.

За 2021 год на объектах ООО «Электросети» произошло 8 аварийных отключения в связи с повреждениями в сетях, 33 внеплановых отключения электроэнергии в электрических сетях.

Среднее время устранения отключения за 2021 год составило 3,12 часа.

В таблице 3.1.33 отражена статистика аварийных прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «Электросети» за 2021 год.

Таблица 3.1.33 - Статистика аварийных прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «Электросети» за 2021 год

№ п./п.	Населенный пункт, перечень отключенных потребителей	Дата и время отключения	Дата и время включения	Причина отключения	Диспетчерское наименование сетевых объектов	Длительность перерыва электроснабжения, час.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	**ТП-3227 Нижегородская обл., р.п. Вача:** ул. Советская д. 29; ул. Пролетарская д. 1А, 1Г; Теплопункт (ул. Пролетарская); Насосная АО «Труд»; УПЦ. **ТП-3228 Нижегородская обл., р.п. Вача:** ул. Советская д. 5, 7, 9.	09.02.2021 14:32	09.02.2021 16:20	Обрыв провода на ВЛ-10кВ	Л-3103А РП-31А	1,8
1	**Большемурашкинский район, р. п. Большое Мурашкино:** • МКОУ «Большемурашкинская коррекционная школа-интернат» ввод № 1. • МКОУ «Большемурашкинская коррекционная школа-интернат» ввод № 2. • Котельная, МКОУ «Большемурашкинская коррекционная школа-интернат»	01.04.2021 22:59	02.04.2021 00:26	ТП 543 «А» РУ 10 кВ сгорели 3*ПК к Т-1 (в результате течи кровли в РУ 10 кВ).	ТП 543 «А» РУ-10 кВ, Т-1, РУ-0,4 кВ	1,45
1	Нижегородская область, р.п. Вача: Ул. Советская д. 5, 7, 9, 29 Ул. Пролетарская д. 1Г, 1А, Теплопункт УПЦ, Столовая УПК	30.05.2021 12-15	30.05.2021 19-47	Повреждение ВЛ 6кВ	ТП-3033 ТП3228А ТП3227А	7,02

№ п./п.	Населенный пункт, перечень отключенных потребителей	Дата и время отключения	Дата и время включения	Причина отключения	Диспетчерское наименование сетевых объектов	Длительность перерыва электроснабжения, час.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	**с. Сеченово:** ул. 70 лет Октября д. 2, 3, 4(2), 5, 6, 7, 8, 9, 10А, 12, 14, 16, 17, 19, 19А, 19Б, 22; ул. Крылова д. 2(1), 2(2), 3, 4, 5, 6(1), 6(2), 7, 8(1), 8(2), 9, 10, 11, 11А, 12(1), 14, 16, 16, 17, 18(1), 20, 22, 24, 26, 28, 30(1), 30(2); пер Крылова д. 1, 2, 3, 4; МБДОУ детский сад «Солнышко»; ул. Советская. пер. Аникина д. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7А, 7Б, 8, 9, 10, 11, 11А, 12, 13, 16, 18, 20, 22, 26, 26А, 26А(1), 26А(2), 28, 30, 36; ул. Филатова д. 5, 33(1), 33(2), 35, 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 55, 55Б, 56, 58, 58А, 59, 61, 64, 66, 69; пер. Филатова д. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8(1), 8(2), 8А, 9, 10, 10А, 11, 12.	31.07.2021 г. 11:13	31.07.2021 г. 17:30	Повреждение опорных изоляторов 10 кВ на ЛР-709	Л-1006 ПС «Сеченово»	6,28
1	**Чувашская Республика, Порецкий район, с. Козловка,** Насосная скважина (Водовод-1, Водовод-2); **Сеченовский район, с. Сеченово,** ул. Новая д. 1, 2; Насосная, Дом оператора ГРС «Мурзицы»	01.09.2021 14:41	01.09.2021 16:00	Аварийное отключение Л-1001 ПС «Ратово» повреждение в сетях МРСК	Л-1001 п/с "Ратово"	1,32

№ п./п.	Населенный пункт, перечень отключенных потребителей	Дата и время отключения	Дата и время включения	Причина отключения	Диспетчерское наименование сетевых объектов	Длительность перерыва электроснабжения, час.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	**Вачский р-он, с. Филинское:** ул. Больничная д. 1-22, 24, 27, 29, 31, 33, 35, 48, 50, 51, Д/С №11, Филинская СОШ (ввод №1, ввод № 2), Церковь, ул. Новая д. 1 – 15 ул. Лесная д. 1 – 17 ул. Базарная д. 1 – 13 ул. Южная д. 1 – 12 ул. Рабочий проспект д. 2, 4 (частный сектор) ул. Школьная д. 1 – 30 (частный сектор), Филинский сельский дом Культуры ул. Больничная д. 34, 37, 39, 40А, 41, 42, 43, 44, 45, 46; ул. Рабочий проспект д. 1, 3, 3А, 6, 7, 7А, 11, 13; ул. Слюдянская д. 2, 4, 6, 8; ул. Дачная д. 1-17; Пожарное ДЕПО №163; Магазин №1 (ул. Больничная д. 37), ул. Слюдянская д. 1, 3, 5 корп. 1, 5 корп. 2; ул. Октябрьская д. 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14, 15/1, 15/2, 16, 17; ул. Лесная д. 20, 22, 24, 26; ул. Рабочий проспект д. 13; ул. Новая д. 16, 17, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30.	14.12.2021 16:45	14.12.2021 19:30	Повреждение в сетях смежной сетевой организации	ВЛ-6 кВ Л-604 п/с «Филинское»	2 ч 45 мин
2	**Ковернинский р-он, д. Бориха:** д. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 26 (все дома частный сектор), Скважина.	24.12.2021 06:00	24.12.2021 06:05	Повреждение в сетях Ковернинского РЭС	ВЛ-10 кВ Л-1006 РП-1 «Белбаж»	0 ч 5 мин

3	**Вачский р-он, с. Филинское:** ул. Больничная д. 1-22, 24, 27, 29, 31, 33, 35, 48, 50, 51, Д/С №11, Филинская СОШ (ввод №1, ввод № 2), Церковь, ул. Новая д. 1 – 15 ул. Лесная д. 1 – 17 ул. Базарная д. 1 – 13 ул. Южная д. 1 – 12 ул. Рабочий проспект д. 2, 4 (частный сектор) ул. Школьная д. 1 – 30 (частный сектор), Филинский сельский дом Культуры ул. Больничная д. 34, 37, 39, 40А, 41, 42, 43, 44, 45, 46; ул. Рабочий проспект д. 1, 3, 3А, 6, 7, 7А, 11, 13; ул. Слюдянская д. 2, 4, 6, 8; ул. Дачная д. 1-17; Пожарное ДЕПО №163; Магазин №1 (ул. Больничная д. 37), ул. Слюдянская д. 1, 3, 5 корп. 1, 5 корп. 2; ул. Октябрьская д. 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14, 15/1, 15/2, 16, 17; ул. Лесная д. 20, 22, 24, 26; ул. Рабочий проспект д. 13; ул. Новая д. 16, 17, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30.	25.12.2021 18:38	25.12.2021 21:20	Повреждение в сетях смежной сетевой организации	ВЛ-6 кВ Л-604 п/с «Филинское»	2 ч 42 мин

В таблице 3.1.34 отражена статистика внеплановых отключений электроэнергии в электрических сетях ООО «Электросети» за 2021 год.

Таблица 3.1.34 - Статистика внеплановых отключений электроэнергии в электрических сетях ООО «Электросети» за 2021 год

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов	Время, дата отключения	Время, дата возобновления электроснабжения	Причина отключения
1	2	3	4	5
1	РП-6 СШ-2	18,05. 2021.01.22	18,40. 2021.01.22	Повреждение в электрических сетях ССО АО «Энергосети»
2	РП-1 СШ-1 ЛЭП 113Б	22.01.2021, 18:05	22.01.2021, 18:40	Повреждение в электрических сетях ООО «НЭСК»
3	ЛЭП 2710	22.01.2021, 18:05	22.01.2021, 18:40	Повреждение КЛ ЛЭП 2710 ООО «Электросети»
4	РП-16, ЛЭП 604	20.02.2021, 23:16	26.02.2021, 16:30	Повреждение КЛ ЛЭП 604 ООО «Электросети»
5	ЛЭП 642 ПС Редуктор – РП 15	17,20 2021.03.06	18,35 2021.03.06	Повреждение в электрических сетях АО «ЭСК»
6	ЛЭП 659 ПС Редуктор – РП 28	17,20 2021.03.06	17,50 2021.03.06	Повреждение в электрических сетях АО «ЭСК»
7	СШ 1 РП8	13,20 2021.04.02	14,08 2021.04.02	Повреждение в электрических сетях АО «ЭСК»
8	ЛЭП 607 ПС Редуктор – РП 15	04,20 2021.04.15	05,38 2021.04.15	Повреждение в электрических сетях АО «ЭСК»
9	ЛЭП 632 ПС Соцгород – РП 14	06,15 2021.04.25	07,20 2021.04.25	Повреждение в электрических сетях АО «ЭСК»
10	ЛЭП 643 ПС Соцгород – РП 25	10,47 2021.04.26	11,25 2021.04.26	Повреждена КЛ 6 кВ ООО «Электросети»
11	ПС Водозабор 1 СШ	03,30 2021.05.05	05,18 2021.05.05	Повреждение в электрических сетях филиала Нижновэнерго
12	ЛЭП 632 ПС Соцгород – РП 14	07,10 2021.05.16	08,10 2021.05.16	Повреждение в электрических сетях ООО «Электросети»
13	ЛЭП 633 ПС Соцгород – РП 19	13,40 2021.05.19	14,03 2021.05.19	Повреждена КЛ 6 кВ ООО «Электросети»
14	ЛЭП 2710 РП 27-ТП491	11,25 2021.05.25	12,35 2021.05.29	Повреждена КЛ 6 кВ ООО «Электросети»
15	ЛЭП642 п\с Редуктор	06,00 2021.05.29	10,40 2021.05.29	Повреждения ЛЕП в сетях ЭСК
16	РП13 СШ2,СШ4	06,00 2021.05.29	07,55 2021.05.29	Повреждения на секции шин
17	ЛЭП 636 ПС Соцгород – РП 20	07,10 2021.05.16	08,10 2021.05.16	Повреждение в электрических сетях ООО «Электросети»
18	ЛЭП 636 ПС Соцгород	13,20 2021.07.12	14,00 2021.07.12	Повреждение в электрических сетях ООО «Электросети»

№ п/п	Диспетчерское наименование сетевых объектов	Время, дата отключения	Время, дата возобновления электроснабжения	Причина отключения
1	2	3	4	5
19	ПС Спутник Ф 624-А	08,40 2021.0713	09,25 2021.07.13	Повреждение в электрических сетях ООО «Электросети»
20	ЦРП2 ГАЗ Ф 256	12,20 2021.07.23	13,15 2021.07.23	Повреждение в электрических сетях ООО «Электросети»
21	ПС Водозабор Ф 611	17,50 2021.07.27	18,30 2021.07.27	Повреждение в эл. сетях администрации г.Н.Новгорода
22	ЛЭП 612 ПС Спутник	10,18 2021.08.04	11,00 2021.08.04	внеплановый
23	ЛЭП 602 ПС Спутник	10,18 2021.08.04	12,05 2021.08.04	внеплановый
24	ЛЭП 633 ПС Спутник	00,20 2021.09.11	01,10 2021.09.11	внеплановый
25	ЛЭП 642 ПС Редуктор	15,10 2021.09.14	15,57 2021.09.14	внеплановый
26	ПС «Соцгород» СШ-IV	10,10 2021.10.17	11,25 2021.10.17	внеплановый
27	ЛЭП 111 РП-6	17,30 2021.10.28	19,25 2021.10.28	внеплановый
28	ПС «Водозабор» СШ-I	09,50 2021.11.20	12,00 2021.11.20	внеплановый
29	п/с «Редуктор» Ф 642	05,40 2021.11.26	06,40 2021.11.26	внеплановый
30	ПС «Спутник» Ф602	13,15 2021.12.16	14,25 2021.12.16	внеплановый
31	ЛЭП 604 ПС «Филинская» к ТП 3414 «А» / ТП 3415 «А» / ТП 3416 «А» / ТП 3420 «А» / ТП 3421 «А»	16,45 2021.12.14	19,30 2021.12.14	внеплановый
32	ВЛ-1006 РП-1 «Белбаж»	06,00 2021.12.24	06,05 2021.12.24	внеплановый
33	ВЛ-604 ПС «Филинская»	18,38 2021.12.25	21,20 2021.12.25	внеплановый

За 2021 год на объектах ООО «Специнвестпроект» произошло 328 аварийных отключения в связи с повреждениями в сетях.

Среднее время устранения отключения за 2021 год составило 4,89 часа.

В таблице 3.1.35 отражена статистика аварийных прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «Специнвестпроект» за 2021 год.

Таблица 3.1.35 - статистика аварийных прекращений передачи электрической энергии по всем объектам ООО «Специнвестпроект» за 2021 год.

Номер прекращения передачи	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
1	ВЛ	ВЛ 10 кВ ф.1007	10 (10.5)	13,07 2021.01.03	14,59 2021.01.03	В	1,87	ТП-733	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	30	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	1	3.4.9.1	4.12	0
2	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-442 II - ТП-165	6 (6.3)	17,30 2021.01.03	18,43 2021.01.03	В	1,22	ТП-516 II	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	55	ООО « ЗЕФС-ЭНЕРГО «.	2	3.4.9.1	4.12	0
3	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-617 I - ТП-898 I, КЛ 6 кВ ТП-617 II - ТП-898 II.	6 (6.3)	19,28 2021.01.05	21,45 2021.01.05	В	2,28	ТП-774, ТП-617	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	60		3	3.4.9.1	4.12	0
4	ПС	ПС Накат II СШ 6 кВ	6 (6.3)	08,30 2021.01.12	09,45 2021.01.12	В	1,25	ТП-1А, ТП-17А, ТП-3А, ТП-4А, ТП-22А, ТП-7А, ТП-23А, ТП-18А, ТП-29А,	0	0	760	0	0	760	0	0	0	760	0	120		4	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								ТП-31А, ТП-24А, ТП-5А																	
5	КЛ	КЛ 6 кВ ПС Мыза ф.606 - РП-23 ф.606/ТП-4303	6 (6.3)	14,50 2021.01.20	15,57 2021.01.20	В	1,12	ТП-4110 II	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	110	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»«	5	3.4.9.1	4.12	0
6	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-719 I - ТП-125	6 (6.3)	12,51 2021.01.21	13,40 2021.01.21	В	0,82	ТП-644 I	0	0	5	0	0	3	0	0	0	3	2	40	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО « ЗЕФС-ЭНЕРГО «	6	3.4.9.1	4.12	0
7	ПС	ПС Высоково I СШ 6 кВ	6 (6.3)	07,28 2021.01.24	09,09 2021.01.24	В	1,68	ТП-3584 I, ТП-3583 II	0	0	14	0	0	12	0	0	0	12	2	100	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Горьковска	7	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
																					я дирекция по энергообеспечению (Владимирская обл); филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»				
8	ТП	ТП-4138 I	0,38	09,00 2021.01.18	16,00 2021.01.18	П	7	ТП-4138 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
9	ТП	ТП-4138 II	0,38	09,00 2021.01.19	16,00 2021.01.19	П	7	ТП-4138 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
10	ТП	ТП-2789 II	0,38	09,00 2021.01.20	16,00 2021.01.20	П	7	ТП-2789 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
11	ТП	ТП-4110 II	0,38	09,00 2021.01.25	16,00 2021.01.25	П	7	ТП-4110 II	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	70					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
12	ВЛ	ТП-6 А	0,38	10,00 2021.01.26	16,00 2021.01.26	П	6	ТП-6 А	0	0	98	0	0	98	0	0	0	98	0	90					1
13	ВЛ	ТП-16 А	0,38	10,00 2021.01.27	16,00 2021.01.27	П	6	ТП-16 А	0	0	56	0	0	56	0	0	0	56	0	70					1
14	КЛ	ТП-4599	0,38	09,00 2021.01.28	16,00 2021.01.28	П	7	ТП-4599	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	20					1
15	ВЛ	ТП-17 А	0,38	10,00 2021.01.28	16,00 2021.01.28	П	6	ТП-17 А	0	0	16	0	0	16	0	0	0	16	0	35					1
8	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-790 I - ТП-549I	10 (10.5)	14,09 2021.02.02	14,48 2021.02.02	В	0,65	ТП-599 I,ТП-549 I.	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	100	ООО «Нижегородская электросервисная компания»	8 от 11.02.2021	3.4.7.3	4.12	1
9	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4073 I - ТП-4016 I.	6 (6.3)	15,15 2021.02.04	17,17 2021.02.04	В	2,03	ТП-4079 II	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	90	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»«	9	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
10	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-619 II - ТП-650 II.	10 (10.5)	15,39 2021.02.06	17,18 2021.02.06	В	1,65	ТП-619 II,ТП-630 II,ТП-650 II.	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	92		10	3.4.8.1	4.12	0
11	ТП	ТП-599 I	0,38	09,00 2021.02.03	16,00 2021.02.03	П	7	ТП-599 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
12	ТП	ТП-599 II	0,38	09,00 2021.02.04	16,00 2021.02.04	П	7	ТП-599 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
13	ТП	ТП-2556 I	0,38	09,00 2021.02.05	16,00 2021.02.05	П	7	ТП-2556 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
14	ТП	ТП-2556 II	0,38	09,00 2021.02.08	16,00 2021.02.08	П	7	ТП-2556 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
15	ТП	ТП-884 I	0,38	09,00 2021.02.10	16,00 2021.02.10	П	7	ТП-884 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
16	ТП	ТП-884 II	0,38	09,00 2021.02.11	16,00 2021.02.11	П	7	ТП-884 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
17	ТП	ТП-5020	6 (6.3)	14,00 2021.02.12	16,00 2021.02.12	П	2	ТП-17 А	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	45					1
11	КЛ	КЛ 6кВ ТП-2465	6 (6.3)	22,49 2021.03.03	23,53 2021.03.03	В	1,07	ТП-2789	0	0	10	0	0	9	0	0	0	9	1	70	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО «	11	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
		II - ТП-2789																							
12	КЛ	КЛ 10 кВ РП-15 ф.15-10 - ТП-2466 II	10 (10.5)	15,41 2021.03.05	16,44 2021.03.05	В	1,05	ТП-2333 II	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	1	20	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	12	3.4.9.1	4.12	0
13	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-3308 II - ТП-3318 II	6 (6.3)	09,50 2021.03.11	11,30 2021.03.11	В	1,67	ТП-3308 II, ТП-3318 II.	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	60		13 от 15.03.2021	3.4.8.1	4.12	0
14	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-3410 II - ТП-3050	6 (6.3)	16,56 2021.03.14	17,33 2021.03.14	В	0,62	ТП-3410 II,ТП-3518		0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	40	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	14	3.4.9.1	4.12	0
15	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-4595 - ТП4550	10 (10.5)	20,16 2021.03.14	20,50 2021.03.14	В	0,57	ТП-4595	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	120	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	15	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
16	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4473 - ТП-4433	6 (6.3)	15,42 2021.03.15	16,56 2021.03.15	В	1,23	ТП-4433			5	0	0	4	0	0	0	4	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	16	3.4.9.1	4.12	0
17	ВЛ	ВЛ 35 кВ 3515 ПС Останкино - ПС 40 лет Октября	35	11,44 2021.03.19	11,55 2021.03.19	В	0,18	ПС Борремфлот I СШ 10 кВ, ТП-1998 I.	0	0	3	0	0	2	0	0	1	1	1	0	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	17	3.4.9.1	4.12	0
18	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-619 II - ТП-650 II	10 (10.5)	10,40 2021.03.20	13,20 2021.03.20	В	2,67	ТП-650 II	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	10		18 от 24.03.2021	3.4.8.1	4.12	0
19	КЛ	КЛ 6 кВ РП-30 ф.309 - ТП-293 I	6 (6.3)	22,41 2021.03.20	23,40 2021.03.20	В	0,98	ТП-87 I	0	0	8	0	0	7	0	0	0	7	1	110	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	19	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
20	КЛ	КЛ 6 кВ РП-52 ф.524 - ТП-742	6 (6.3)	13,00 2021.03.26	14,55 2021.03.26	В	1,92	ТП-266	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	80	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	20	3.4.9.1	4.12	0
21	РП	РП-23 II	6 (6.3)	08,30 2021.03.30	09,54 2021.03.30	В	1,4	ТП-4057 II,ТП-4774,ТП-4710,ТП-4058 II.	0	0	21	0	0	20	0	0	0	20	1	200	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	21	3.4.9.1	4.12	0
22	ТП	ТП-516 II	0,38	09,00 2021.03.03	16,00 2021.03.03	П	7	ТП-516 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
23	ТП	ТП-584 I	0,38	09,00 2021.03.11	13,00 2021.03.11	П	4	ТП-584 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
24	ТП	ТП-1217 I	0,38	09,00 2021.03.15	13,00 2021.03.15	П	4	ТП-1217 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
25	ТП	ТП-1219	0,38	13,00 2021.03.15	16,00 2021.03.15	П	3	ТП-1219	0	0	25	0	0	25	0	0	0	25	0	80					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
26	ТП	ТП-4599 I	0,38	08,00 2021.03.16	19,00 2021.03.16	П	11	ТП-4599 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
27	ТП	ТП-4599 II	0,38	08,00 2021.03.17	19,00 2021.03.17	П	11	ТП-4599 II	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	20	0					1
28	ТП	ТП-1164 II	0,38	09,00 2021.03.18	13,00 2021.03.18	П	4	ТП-1164 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
29	ТП	ТП-1164 I	0,38	13,00 2021.03.18	16,00 2021.03.18	П	3	ТП-1164 I	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	70	0					1
30	ТП	ТП-3172 I	0,38	09,00 2021.03.19	12,00 2021.03.19	П	3	ТП-3172 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
31	ТП	ТП-5020	6 (6.3)	09,00 2021.03.22	16,00 2021.03.22	П	7	ТП-5020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
32	ТП	ТП-4599	6 (6.3)	09,00 2021.03.23	11,00 2021.03.23	П	2	ТП-4599	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	100	0					1
33	ТП	ТП-508 I	6 (6.3)	09,00 2021.03.23	16,00 2021.03.23	П	7	ТП-508 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
34	ТП	ТП-4811 II	6 (6.3)	09,00 2021.03.25	16,00 2021.03.25	П	7	ТП-4811 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
35	ТП	ТП-508 II	6 (6.3)	09,00 2021.03.25	16,00 2021.03.25	П	7	ТП-508 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
36	ТП	ТП-5038 I	0,38	09,00 2021.03.26	16,00 2021.03.26	П	7	ТП-5038 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
37	ТП	ТП-4811 I	6 (6.3)	09,00 2021.03.26	16,00 2021.03.26	П	7	ТП-4811 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
38	ТП	ТП-4021 I	6 (6.3)	09,00 2021.03.29	16,00 2021.03.29	П	7	ТП-4021 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
39	ТП	ТП-4021 II	6 (6.3)	09,00 2021.03.30	16,00 2021.03.30	П	7	ТП-4021 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
40	ТП	ТП-4811 II	6 (6.3)	09,00 2021.03.31	16,00 2021.03.31	П	7	ТП-4811 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
22	ПС	ПС Накат ф621.	6 (6.3)	08,18 2021.04.02	08,26 2021.04.02	В	0,13	ТП-2,ТП-5,ТП-4,ТП-8,ТП-17,ТП-1Н,ТП-2А,ТП-3 I.	0	0	249	0	0	249	0	0	0	249	0	120		22	3.4.9.1	4.12	0
23	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4011	6 (6.3)	13,10 2021.04.04	14,58 2021.04.04	В	1,8	ТП-4048 I,ТП-4047 I,ТП-	0	0	16	0	0	15	0	0	0	15	1	80	филиал ПАО «Россети	23	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
		II - ТП-4683 I.						4828,ТП-4011,ТП-4072													Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»				
24	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4622 - ТП-4129 I.	6 (6.3)	07,36 2021.04.09	08,40 2021.04.09	В	1,07	ТП-4622	0	0	9	0	0	8	0	0	0	8	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	24	3.4.9.1	4.12	0
25	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-31 - ТП-221	6 (6.3)	11,51 2021.04.11	13,00 2021.04.11	В	1,15	ТП-579 II.	0	0	9	0	0	8	0	0	0	8	1	30	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	25	3.4.9.1	4.12	0
26	ПС	ПС Накат ф621.	6 (6.3)	15,42 2021.04.11	15,51 2021.04.11	В	0,15	ТП-2,ТП-5,ТП-4,ТП-8,ТП-17,ТП-1Н,ТП-2А,ТП-3 I.	0	0	249	0	0	249	0	0	0	249	0	120		26	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
27	ПС	ПС Накат ф621.	6 (6.3)	00,34 2021.04.13	00,43 2021.04.13	В	0,15	ТП-2,ТП-5,ТП-4,ТП-8,ТП-17,ТП-1Н,ТП-2А,ТП-3 I.	0	0	249	0	0	249	0	0	0	249	0	120		27	3.4.9.1	4.12	0
28	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-313 - ТП-125.	6 (6.3)	00,51 2021.04.19	01,58 2021.04.19	В	1,12	ТП-644 I.	0	0	4	0	0	3	0	0	0	3	1	45	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	28	3.4.9.1	4.12	0
29	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-2034 I - ТП-2291 I.	6 (6.3)	17,24 2021.04.19	18,16 2021.04.19	В	0,87	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2472(Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	29	3.4.9.1	4.12	0
30	КЛ	КЛ 10 кВ РП-86 ф.864 - ТП-548 II.	10 (10.5)	21,35 2021.04.19	22,00 2021.04.19	В	0,42	ТП-548 II.	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	20		30 от 21.04.2021	3.4.7.3	4.12	1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
31	КЛ	КЛ 6 кВ РП-10 ф.109 - ТП-4764 II, КЛ 6 кВ ТП-4774 I - ТП-4674	6 (6.3)	09,52 2021.04.20	11,40 2021.04.20	В	1,8	ТП-4040 I,ТП-4674,ТП-4764,	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	120		31	3.4.8.1	4.12	0
32	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-2346 II ТП-2831.	6 (6.3)	22,14 2021.04.24	23,46 2021.04.24	В	1,53	ТП-2346	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	30	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	32	3.4.9.1	4.12	0
33	ТП	ТП-498 I	6 (6.3)	09,00 2021.04.01	16,00 2021.04.01	П	7	ТП-498 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
34	ТП	ТП-498 II	6 (6.3)	09,00 2021.04.02	16,00 2021.04.02	П	7	ТП-498 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
35	ТП	ТП-654 I	6 (6.3)	09,00 2021.04.05	16,00 2021.04.05	П	7	ТП-654 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
36	ТП	ТП-654 II	6 (6.3)	09,00 2021.04.06	16,00 2021.04.06	П	7	ТП-654 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)								
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
37	ТП	ТП-5031 I	0,38	09,00 2021.04.07	16,00 2021.04.07	П	7	ТП-5031 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
38	ТП	ТП-4292 I	0,38	09,00 2021.04.08	16,00 2021.04.08	П	7	ТП-4292 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
39	ТП	ТП-5007	0,38	09,00 2021.04.08	16,00 2021.04.08	П	7	ТП-5007	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	50	0				1
40	ТП	ТП-5005	0,38	09,00 2021.04.09	16,00 2021.04.09	П	7	ТП-5005	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	20	0				1
41	ТП	ТП-5012	0,38	09,00 2021.04.12	16,00 2021.04.12	П	7	ТП-5012	0	0	13	0	0	13	0	0	0	13	0	70	0				1
42	ТП	ТП-5002	0,38	13,00 2021.04.26	16,00 2021.04.26	П	3	ТП-5002	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9	0	60	0				1
43	ТП	ТП-4622 I	0,38	09,00 2021.04.27	16,00 2021.04.27	П	7	ТП-4622 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
44	ТП	ТП-2537 I	0,38	09,00 2021.04.29	16,00 2021.04.29	П	7	ТП-2537 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
45	ТП	ТП-3322 I	0,38	09,00 2021.04.29	16,00 2021.04.29	П	7	ТП-3322 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
46	ТП	ТП-2537 II	0,38	09,00 2021.04.30	16,00 2021.04.30	П	7	ТП-2537 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
47	ТП	ТП-3322 II	0,38	09,00 2021.04.30	16,00 2021.04.30	П	7	ТП-3322 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
45	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-587-ТП-558	6 (6.3)	15,48 2021.05.27	18,10 2021.05.27	В	2,37	ТП-321	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	220	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	45	3.4.9.1	4.12	0
44	ПС	ПС Сокол ф. 1048	6 (6.3)	07,26 2021.05.25	10,23 2021.05.25	В	2,95	ТП 5015, 5017, 5106II, 5011, 5009II, 5130II	0	1	37	0	0	37	0	0	0	37	0	385		44 от 27.05.2021	3.4.8.1	4.12	0
43	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4774-1 - РП-23 ф. 236	6 (6.3)	00,35 2021.05.24	01,41 2021.05.24	В	1,1	тп-4774,тп-4710,тп-4057 II,ТП-4058 II	0	0	17	0	0	17	0	0	0	17	0	370		43	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
42	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-619-2 - РП-206 ф. 206-6	10 (10.5)	12,47 2021.05.22	15,09 2021.05.22	В	2,37	ТП-619 II, ТП-650 II, ТП-630 II	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	45		42 от 24.05.2021	3.4.8.1	4.12	0
41	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-472-2 - ТП-967-2	10 (10.5)	08,45 2021.05.20	09,55 2021.05.20	В	1,17	ТП 10 (10.5) кВ а	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	50	ООО «Электросетевая компания Нижнего Новгорода»	41	3.4.9.1	4.12	0
40	РП	РП-89 ф.894	6 (6.3)	12,17 2021.05.19	05,54 2021.05.20	В	17,62	ТП-2472	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	85	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	40	3.4.9.1	4.12	0
39	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-18-2 - РП-12 ф. 124	6 (6.3)	23,57 2021.05.19	01,22 2021.05.20	В	1,42	ТП-161 I	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	39	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
38	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-2792-ТП-2949	6 (6.3)	17,20 2021.05.15	19,15 2021.05.15	В	1,92	ТП-2333 I	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	90	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	38	3.4.9.1	4.12	0
37	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-549-1-ТП-790-1, КЛ 10 кВ РП-74 ф. 1013 - ПС НИИТОП	10 (10.5)	21,20 2021.05.14	00,05 2021.05.15	В	2,75	ТП-599(1), ТП-549, ТП-710(2),ТП-490,ТП-673	0	0	15	0	0	15	0	0	0	15	0	465	ООО «Электросетевая компания Нижнего Новгорода»	37 от 19.05.2021	3.4.7.3	4.12	1
36	КЛ	КЛ 10 кВ ТП-472 - Т-1	10 (10.5)	12,25 2021.05.13	13,38 2021.05.13	В	1,22	ТП-869(1), ТП-870(1)	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	50	ООО «Электросетевая компания Нижнего Новгорода»	36	3.4.9.1	4.12	0
35	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-3583-2 ТП-3584-1	6 (6.3)	08,10 2021.05.07	10,17 2021.05.07	В	2,12	ТП-3583 II(Все ЛЭП ТП);ТП 6	0	0	13	0	0	13	0	0	0	13	0	275	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье	35 от 13.05.2021	3.4.7.3	4.12	1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								(6.3) кВ ТП-3584 I													» - «Нижновэнерго»				
34	КЛ	КЛ 6 кВ ТП-4534 - ТП-4291	6 (6.3)	06,02 2021.05.07	06,45 2021.05.07	В	0,72	ТП-4818	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	130	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	34	3.4.9.1	4.12	0
33	РП	РП-4 ф.619	6 (6.3)	12,11 2021.05.02	14,21 2021.05.02	В	2,17	ТП-59	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	50	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	33	3.4.9.1	4.12	0
46	ТП	ТП-507 (I)	6 (6.3)	09,00 2021.05.04	16,00 2021.05.04	П	7	ТП-507 (I)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
47	ТП	ТП-22А	6 (6.3)	09,00 2021.05.06	16,00 2021.05.06	П	7	ТП-22А	0	0	54	0	0	54	0	0	0	54	0	85					1
48	ТП	ТП-4660 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.06	16,00 2021.05.06	П	7	ТП-4660	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	110					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
49	ТП	ТП-5006 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.11	16,00 2021.05.11	П	7	ТП-5006	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	95					1
50	ТП	ТП-5026 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.12	16,00 2021.05.12	П	7	ТП-5026	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	225					1
51	ТП	ТП-5103 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.13	16,00 2021.05.13	П	7	ТП-5103	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	120					1
52	ТП	ТП-2500 (1) РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.14	16,00 2021.05.14	П	7	ТП-2500 (1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
53	ТП	ТП-2151 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.14	16,00 2021.05.14	П	7	ТП-2151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
54	ТП	ТП-2500 (2) РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.17	16,00 2021.05.17	П	7	ТП-2500 (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
55	ТП	ТП-2151 РУ-0,4 кВ	0.38	09,00 2021.05.18	16,00 2021.05.18	П	7	ТП-2151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
56	ТП	ТП-22А	6 (6.3)	09,00 2021.05.18	16,00 2021.05.18	П	7	ТП-22А	0	0	54	0	0	54	0	0	0	54	0	85					1
57	ТП	ТП-599 (2)	0.38	09,00 2021.05.25	16,00 2021.05.25	П	7	ТП-599 (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
58	ТП	ТП-759 (1)	0.38	09,00 2021.05.26	16,00 2021.05.26	П	7	ТП-759 (1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
59	ТП	ТП-5024	6 (6.3)	09,00 2021.05.26	16,00 2021.05.26	П	7	ТП-5024	0	0	12	0	0	12	0	0	0	12	0	155					1
60	КЛ	КЛ-6кВ ТП-4595 - ТП-4550	6 (6.3)	08,52 2021.06.02	10,16 2021.06.02	В	1,4	ТП-4595	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	50	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	46	3.4.9.1	4.12	0
61	КВЛ	КВЛ-6кВ РП-6106 ф.6106-1 отпайка к ТП Сады № 6	6 (6.3)	13,45 2021.06.03	15,52 2021.06.03	В	2,12	ТП-509	0	0	80	0	0	80	0	0	0	80	0	75		47	3.4.9.3	4.12	0
62	КЛ	КЛ-6кВ ф.620 ПС «Н.Сормовская» - РП-89, КЛ-6кВ ф.624 ПС «Вторчер	6 (6.3)	08,00 2021.06.05	14,50 2021.06.05	В	6,83	ТП-2034, ТП-2472	0	0	32	0	0	31	0	0	0	31	1	110	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	48	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
		мет» - РП-89																							
63	КЛ	КЛ-6 кВ ТП-293 (I) - РП-30 ф.309	6 (6.3)	07,00 2021.06.10	08,31 2021.06.10	В	1,52	ТП-87 I	0	0	10	0	0	9	0	0	0	9	1	20	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	49	3.4.9.1	4.12	0
64	КЛ	ТП-6 I - ТП-427	6 (6.3)	07,47 2021.06.11	09,37 2021.06.11	В	1,83	ТП-579 I	0	0	11	0	0	10	0	0	0	10	1	45	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	50	3.4.9.1	4.12	0
65	КВЛ	ПС Накат КВЛ-6 кВ ф.621, ф.632	6 (6.3)	21,47 2021.06.12	12,00 2021.06.13	В	14,22	ТП-1А, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-7, ТП-8, ТП-17, ТП-26А, ТП-1Н, ТП-16А, ТП-	0	0	705	0	0	705	0	0	0	705	0	973		51 от 17.06.2021	3.4.7.3	4.12	1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
								25А, ТП-27А, ТП-6А																	
66	КЛ	КЛ-10 кВ ТП-599 I - ТП-790 I, КЛ- 10 кВ РП 79 ф.1001 ПС Ниитоп	10 (10.5)	19,00 2021.06.14	21,20 2021.06.14	В	2,33	ТП-599 I, ТП-710, ТП-493 I	0	0	9	0	0	8	0	0	0	8	1	523	ООО «Нижегородская электросервисная компания»	52 от 17.06.2021	3.4.7.3	4.12	1
67	ПС	ПС «ПС-1»	110	15,51 2021.06.15	18,25 2021.06.15	В	2,57	ТП-1А, ТП-3А, ТП-17А, ТП-4А, ТП-22А, ТП-7А, ТП-29А, ТП-18А, ТП-24А, ТП-5А, ТП-28А, ТП-37А	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	932		53	3.4.9.3	4.12	0
68	ПС	ПС Тяговая-Высоково ICШ-6 кВ	6 (6.3)	21,02 2021.06.15	22,58 2021.06.15	В	1,93	ТП-3583 II, ТП-3584 I	0	0	11	0	0	10	0	0	0	10	1	60	ОАО «Российские железные дороги» (Нижегоро	54	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
																					дская область)				
69	РП	РП-31 ICШ-6 кВ	6 (6.3)	02,38 2021.06.17	03,40 2021.06.17	В	1,03	ТП-4706	0	0	6	0	0	5	0	0	0	5	1	164	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	55	3.4.9.1	4.12	0
70	КЛ	КЛ-10 кВ ТП-1175 - ТП-1183	10 (10.5)	21,33 2021.06.25	23,36 2021.06.25	В	2,05	ТП-1174, ТП-1175, ТП-1183, ТП-1993 II	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	170		56 от 30.06.2021	3.4.7.3	4.12	1
71	ВЛ	ВЛ-6кВ ф.601 ПС «40 лет Октября»	6 (6.3)	19,40 2021.06.27	21,58 2021.06.27	В	2,3	ТП-1208, ТП-1217, ТП-1219	0	0	38	0	0	37	0	0	0	37	1	120	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	57	3.4.9.1	4.12	0
72	ВЛ	ВЛ-10кВ ПС Кварц ф.1014	10 (10.5)	22,58 2021.06.28	04,27 2021.06.30	В	29,48	ТП-584, ТП-733	0	0	47	0	0	46	0	0	0	46	1	90	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье	58	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
																					» - «Нижновэнерго»				
73	ТП	ТП-5020	0.38	13,00 2021.06.02	16,00 2021.06.02	П	3	ТП-5020	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	55					1
74	ТП	ТП-3491 I	0.38	09,00 2021.06.03	17,00 2021.06.03	П	8	ТП-3491 I	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0					1
75	ТП	ТП-3491 II	0.38	09,00 2021.06.04	17,00 2021.06.04	П	8	ТП-3491 II	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0					1
76	ТП	ТП-630 I	0.38	09,00 2021.06.07	17,00 2021.06.07	П	8	ТП-630 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
77	ТП	ТП-630 II	0.38	09,00 2021.06.08	17,00 2021.06.08	П	8	ТП-630 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
78	ТП	ТП-870 I	0.38	09,00 2021.06.08	17,00 2021.06.08	П	8	ТП-870 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
79	ТП	ТП-5021	0.38	08,00 2021.06.09	09,00 2021.06.09	П	1	ТП-5021	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	96					1
80	ТП	ТП-5021 II	0.38	08,00 2021.06.09	18,00 2021.06.09	П	10	ТП-5021 II	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	55					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
81	ТП	ТП-585 I	0.38	09,00 2021.06.09	17,00 2021.06.09	П	8	ТП-585 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
82	ТП	ТП-870 II	0.38	09,00 2021.06.09	17,00 2021.06.09	П	8	ТП-870 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
83	ТП	ТП-585 II	0.38	09,00 2021.06.10	17,00 2021.06.10	П	8	ТП-585 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
84	ТП	ТП-5021 I	0.38	09,00 2021.06.10	18,00 2021.06.10	П	9	ТП-5021 I	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	35					1
85	ТП	ТП-493 I	0.38	09,00 2021.06.11	14,00 2021.06.11	П	5	ТП-493 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
86	ТП	ТП-2944	0.38	13,00 2021.06.15	16,00 2021.06.15	П	3	ТП-2944	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	124					1
87	ТП	ТП-5041 I	0.38	09,00 2021.06.16	16,00 2021.06.16	П	7	ТП-5041 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
88	ТП	ТП-5039 I	0.38	09,00 2021.06.16	16,00 2021.06.16	П	7	ТП-5039 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1
89	ТП	ТП-5039 II	0.38	09,00 2021.06.17	16,00 2021.06.17	П	7	ТП-5039 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
90	ТП	ТП-5034 II	0.38	13,00 2021.06.17	16,00 2021.06.17	П	3	ТП-5034 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
91	ТП	ТП-5104 II	0.38	09,00 2021.06.18	16,00 2021.06.18	П	7	ТП-5104 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
92	ТП	ТП-2975 I	0.38	09,00 2021.06.18	16,00 2021.06.18	П	7	ТП-2975 I	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	28						1
93	ТП	ТП-5130 I	0.38	09,00 2021.06.22	16,00 2021.06.22	П	7	ТП-5130 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
94	ТП	ТП-4674	0.38	13,00 2021.06.23	16,00 2021.06.23	П	3	ТП-4674	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	47						1
95	ТП	ТП-5 II	0.38	09,00 2021.06.24	16,00 2021.06.24	П	7	ТП-5 II	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	65						1
96	ТП	ТП-617 I	0.38	09,00 2021.06.24	16,00 2021.06.24	П	7	ТП-617 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
97	ТП	ТП-617 II	0.38	09,00 2021.06.25	16,00 2021.06.25	П	7	ТП-617 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
98	ТП	ТП-2034	0.38	09,00 2021.06.28	16,00 2021.06.28	П	7	ТП-2034	0	0	19	0	0	19	0	0	0	19	0	97						1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
99	ТП	ТП-5024	0.38	13,00 2021.06.28	16,00 2021.06.28	П	3	ТП-5024	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9	0	70					1
100	ТП	ТП-2477 I	0.38	09,00 2021.06.29	16,00 2021.06.29	П	7	ТП-2477 I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
101	ТП	ТП-5130 II	0.38	09,00 2021.06.29	16,00 2021.06.29	П	7	ТП-5130 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					1
102	ТП	ТП-1184, ТП-1992, ТП-1993I,ТП 1996I, ТП-1187I, ТП 1173I	10 (10.5)	18,25 2021.07.12	22,17 2021.07.12	В	3,87	ТП 10 (10.5) кВ ТП-1184, ТП-1992, ТП-1993I,ТП 1996I, ТП-1187I, ТП 1173I	0	МАУ «ФОК «Красная Горка»«; Приволжский региональный центр по делам ГО, ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий; МБДОУ «Детский сад №6 «Дюймовочка»«;	9	0	3	6	0	0	0	9	0	250		59 от 14.07.2021	3.4.8.1	4.4	0
103	РП	РП-10 ф.10-16	6 (6.3)	18,00 2021.07.14	18,43 2021.07.14	В	0,72	ТП 6 (6.3) кВ ТП-	0	0	12	0	0	12	0	0	0	12	0	90		60 от 16.07.2021	3.4.7.3	4.12	1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								4058 I(Все ЛЭП ТП)																	
104	КЛ	ТП-4660	6 (6.3)	20,32 2021.07.14	22,27 2021.07.14	В	1,92	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4660(Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	45	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	61 от 16.07.2021	3.4.7.3	4.12	1
105	ТП	ТП-4100 1	6 (6.3)	20,39 2021.07.18	22,59 2021.07.18	В	2,33	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4100 1	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	62 от 21.07.2021	3.4.9.1	4.10	0
106	ТП	РП-20 ф.205	6 (6.3)	07,01 2021.07.22	08,59 2021.07.22	В	1,97	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4782(Все ЛЭП ТП)	0	АО «Теплоэнерго»	7	0	1	5	0	0	0	6	1	90	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	63 от 27.07.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
107	ТП	ТП-2830 1	6 (6.3)	17,50 2021.07.22	23,52 2021.07.22	В	6,03	КЛ 6 (6.3) кВ ТП-2830 II - РП-74 ф.740	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	1	30	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	64 от 27.07.2021	3.4.9.1	4.12	0
108	ТП	ТП-794 I , ТП-969 I, ТП-910 I	10 (10.5)	19,01 2021.07.22	21,02 2021.07.22	В	2,02	КЛ 10 (10.5) кВ ТП-609 1 - ТП-910 1	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	135		65 от 27.07.2021	3.4.7.3	4.12	1
109	ТП	4011 ICШ 4072 ICШ	6 (6.3)	17,34 2021.07.27	18,28 2021.07.27	В	0,9	ТП 6 (6.3) кВ А(Все ЛЭП ТП)	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	105	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	66 от 29.07.2021	3.4.9.1	4.12	0
110	КЛ	КЛ-6кВ ф.229 РП-22	6 (6.3)	11,26 2021.07.28	12,18 2021.07.28	В	0,87	ТП 6 (6.3) кВ ТП-3531(Все ЛЭП ТП)	0	0	33	0	0	32	0	0	0	32	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	67 от 30.07.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
111	ТП	ТП-5045(2)	6 (6.3)	18,46 2021.07.28	20,50 2021.07.28	В	2,07	ТП 0.38 кВ ТП-5045(2)(Все ЛЭП ТП)	0	АО «Нижегородский водоканал»	3	0	1	2	0	0	0	3	0	0		68 от 30.07.2021	3.4.9.1	4.4	0
112	КЛ	РП-74 ф. 742	10 (10.5)	11,04 2021.07.30	13,08 2021.07.30	В	2,07	ТП 10 (10.5) кВ ТП-599 II(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-549 II(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-710 II(Все ЛЭП ТП)	0	ПАО «Вымпелком»; ООО «Управляющая компания «Лидер»«	6	0	2	3	0	0	0	5	1	0	ООО «Нижегородская электросервисная компания»	69 от 04.08.2021	3.4.8.1	4.4	0
113	КЛ	РП-4 ф.40	6 (6.3)	12,08 2021.07.30	13,55 2021.07.30	В	1,78	ТП 6 (6.3) кВ ТП-516 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	70 от 04.08.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
114	ТП	ТП-840 II	0.38	09,00 2021.07.01	16,00 2021.07.01	П	7	ТП-840 II	0	ГБУЗ НО «Нижегородский областной клинический онкологический диспансер»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
115	ТП	ТП-507 I	0.38	09,00 2021.07.01	16,00 2021.07.01	П	7	ТП-507 I	0	ТСЖ «Новая Эра»; ЗАО «Жилищная Управляющая Компания»; ТСН «Подкова»; АО «ДК Советского района»	7	0	7	0	0	0	0	7	0	0					1
116	ТП	ТП-507 II	0.38	09,00 2021.07.02	16,00 2021.07.02	П	7	ТП-507 II	0	ТСЖ «Новая Эра»; ЗАО «Жилищная Управляющая Компания»; ТСН «Подкова»; АО «ДК Советского района»	7	0	7	0	0	0	0	7	0	0					1
117	ТП	ТП-1173 I	0.38	09,00 2021.07.05	16,00 2021.07.05	П	7	ТП-1173 I	0	МАУ «ФОК «Красная горка»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
118	ТП	ТП-1185 I	0,38	09,00 2021.07.05	16,00 2021.07.05	П	7	ТП-1185 I	0	ГБУЗ НО «Борская ЦРБ»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
119	ТП	ТП-1173 II	0,38	09,00 2021.07.06	16,00 2021.07.06	П	7	ТП-1173 II	0	МАУ «ФОК «Красная горка»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
120	ТП	ТП-1185 II	0,38	09,00 2021.07.06	16,00 2021.07.06	П	7	ТП-1185 II	0	ГБУЗ НО «Борская ЦРБ»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
121	ТП	ТП-2477 II	0,38	09,00 2021.07.06	16,00 2021.07.06	П	7	ТП-2477 II	0	АО «ДК Канавинского района»	4	0	1	3	0	0	0	4	0	0					1
122	ТП	ТП-908 II	0,38	09,00 2021.07.07	16,00 2021.07.07	П	7	ТП-908 II	0	АО «ДК Нижегородского района»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1
123	ТП	ТП-5106 II	0,38	09,00 2021.07.08	16,00 2021.07.08	П	7	ТП-5106 II	0	ТСЖ «Партнер»; АО «ДК Московского района»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1
124	ТП	ТП-5042 II	0,38	09,00 2021.07.09	16,00 2021.07.09	П	7	ТП-5106 II	0	ТСЖ «Ул.Красных Зорь, 17»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1
125	ТП	ТП-5042 II	0,38	09,00 2021.07.12	16,00 2021.07.12	П	7	ТП-5106 II	0	ТСЖ «Ул.Красных Зорь, 17»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
126	ТП	ТП-5021	0.38	09,00 2021.07.12	12,00 2021.07.12	П	3	ТП-5021	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0					1
127	ТП	ТП-2944	0.38	13,00 2021.07.13	16,00 2021.07.13	П	3	ТП-2944	0	МБДОУ «Детский сад № 151»	7	0	1	6	0	0	0	7	0	0					1
128	ТП	ТП-5024	0.38	13,00 2021.07.15	16,00 2021.07.15	П	3	ТП-5024	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9	0	0					1
129	ТП	ТП-3175 II	0.38	09,00 2021.07.16	16,00 2021.07.16	П	7	ТП-3175 II	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0					1
130	ТП	ТП-508 II	0.38	09,00 2021.07.19	17,00 2021.07.19	П	8	ТП-508 II	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0					1
131	ТП	ТП-523	0.38	09,00 2021.07.19	17,00 2021.07.19	П	8	ТП-523	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	0					1
132	ТП	ТП-717 I	0.38	09,00 2021.07.20	17,00 2021.07.20	П	8	ТП-717 I	0	ООО «БНС-Нагорный»; ООО «УК Нижегородский Дом»; ООО «УК «Свет и Тепло»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1
133	ТП	ТП-3410 I	0.38	09,00 2021.07.21	17,00 2021.07.21	П	8	ТП-3410 I	0	АО «ДК Сормовского района»	2	0	1	1	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
134	ВЛ	ВЛ от ТП-5012	0.38	13,00 2021.07.21	15,00 2021.07.21	П	2	ВЛ от ТП-5012	0	0	12	0	0	12	0	0	0	12	0	0					1
135	ТП	ТП-2469 I	0.38	09,00 2021.07.22	17,00 2021.07.22	П	8	ТП-2469 I	0	АО «ДК Ленинского района»	5	0	5	0	0	0	0	5	0	0					1
136	ТП	ТП-359	0.38	09,00 2021.07.22	16,00 2021.07.22	П	7	ТП-359	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
137	ТП	ТП-870 II	0.38	09,00 2021.07.23	16,00 2021.07.23	П	7	ТП-870 II	0	ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Фундаментстрой -6»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
138	ТП	ТП-665 I	0.38	09,00 2021.07.30	16,00 2021.07.30	П	7	ТП-665 I	0	ТСЖ «Холодный 10»; АО «Ростехинвентаризация - Федеральное БТИ» Волго-Вятский филиал; ЗАО «Нижегородпромстройбанк»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
139	ВЛ	РП-15 КВЛ-10кВ ф.157	10 (10.5)	23,59 2021.08.02	02,36 2021.08.03	В	2,62	ТП 10 (10.5) кВ ТП-501(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-502(Все ЛЭП ТП)	0	0	8	0	0	7	0	0	0	7	1	150	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	71 от 04.08.2021	3.4.9.1	4.21	0
140	КЛ	РП-81 ф.812	6 (6.3)	11,22 2021.08.03	12,30 2021.08.03	В	1,13	ТП 6 (6.3) кВ ТП-419 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	72 от 04.08.2021	3.4.9.1	4.12	0
141	РП	КЛ-6 кВ РП-81 ф.818	6 (6.3)	08,39 2021.08.05	11,30 2021.08.05	В	2,85	ТП 6 (6.3) кВ ТП-5005(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5039 I(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ	0	0	31	0	0	30	0	0	0	30	1	235	ООО « ЗЕФС-ЭНЕРГО «	73 от 06.08.2021	3.4.8.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								ТП-5033(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5001(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5031(Все ЛЭП ТП)																
142	КВЛ	КВЛ 6 кВ РП-27 ф.272	6 (6.3)	10,20 2021.08.07	11,16 2021.08.07	В	0,93	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4033 II(Все ЛЭП ТП)	0	0	4	0	0	3	0	0	0	3	1	25	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	74 от 10.08.2021	3.4.9.1	4.12	0
143	КВЛ	КВЛ 6 кВ РП-27 ф.272	6 (6.3)	10,22 2021.08.07	14,34 2021.08.07	В	4,2	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4684 A(Все ЛЭП ТП)	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	1	15	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -	74 от 10.08.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
																					«Нижновэнерго»				
144	ТП	ТП-2374	6 (6.3)	23,18 2021.08.09	01,05 2021.08.10	В	1,78	ТП 0.38 кВ ТП-2374(Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	45	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	75 от 12.08.2021	3.4.9.1	4.12	0
145	ПС	ПС Тяговая Сортировочная ф.611	6 (6.3)	05,19 2021.08.12	06,18 2021.08.12	В	0,98	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2304(Все ЛЭП ТП)	0	0	10	0	0	8	0	0	5	3	2	24	ОАО «Российские железные дороги» (Нижегородская область); филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»«	76 от 16.08.2021	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
146	КЛ	рп-47 ф.47-11	10 (10.5)	04,11 2021.08.18	05,50 2021.08.18	В	1,65	ТП 10 (10.5) кВ ТП-4595(Все ЛЭП ТП)	0	0	6	0	0	5	0	0	0	5	1	68	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	77 от 20.08.2021	3.4.9.1	4.12	0
147	КЛ	РП-99 ф.997	6 (6.3)	11,47 2021.08.18	12,13 2021.08.18	В	0,43	ТП 6 (6.3) кВ ТП-608 I, ТП-620 I, ТП-627(Все ЛЭП ТП)	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	81		78 от 20.08.2021	3.4.8.1	4.12	0
148	КЛ	РП-11 ф.111	6 (6.3)	11,50 2021.08.25	13,09 2021.08.25	В	1,32	ТП 6 (6.3) кВ ТП-3410 I(Все ЛЭП ТП)	0	ООО «ДК Молитовская», ООО «ДК Сормовского района»	3	0	2	0	0	0	0	2	1	38	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	79 от 26.08.2021	3.4.9.1	4.21	0
149	РП	РП-32 ф. 327, ф.325	6 (6.3)	15,20 2021.08.26	15,56 2021.08.26	В	0,6	ТП 6 (6.3) кВ ТП-5034,ТП-5029,ТП-5043 II,ТП-	0	0	38	0	0	37	0	0	0	37	1	630	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -	80 от 30.08.2021	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								5038,ТП-5019 I, ТП-5127, ТП-5027.(Все ЛЭП ТП)													«Нижновэнерго»				
150	КЛ	РП-9 ф.99	6 (6.3)	13,25 2021.08.27	14,40 2021.08.27	В	1,25	ТП 6 (6.3) кВ ТП-579 II	0	0	11	0	0	10	0	0	0	10	1	135	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	81 от 30.08.2021	3.4.9.1	4.4	0
151	ТП	ТП-665 II	0.38	09,00 2021.08.02	16,00 2021.08.02	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-665 II (Все ЛЭП ТП)	0	ТСЖ «Холодный 10», АО «Ростехинвентаризация - Федеральное БТИ» Волго-Вятский филиал, ЗАО «Нижегородпромстройбанк»	4	0	3	1	0	0	0	4	0	0					1
152	ТП	ТП-5010	0.38	13,00 2021.08.03	16,00 2021.08.03	П	3	ТП 0.38 кВ ТП-	0	0	13	0	0	13	0	0	0	13	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								5010 (Все ЛЭП ТП)																	
153	ТП	ТП-494 II	0.38	09,00 2021.08.04	16,00 2021.08.04	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-494 II	0	ТСЖ «Уют-3», ТСН «Большая семья», ООО «Тандем»	3	0	3	0	0	0	0	3	0	0					1
154	ТП	ТП-5032 II	0.38	08,00 2021.08.05	16,00 2021.08.05	П	8	ТП 0.38 кВ ТП-5032 II	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0					1
155	ВЛ	ВЛ-10 кВ от ЛР-9 оп.47 до ТП-22А	10 (10.5)	10,00 2021.08.05	15,00 2021.08.05	П	5	ТП 10 (10.5) кВ ТП-22А, ТП-36А (Все ЛЭП ТП)	0	0	47	0	0	47	0	0	0	47	0	0					1
156	ТП	ТП-5002	0.38	13,00 2021.08.05	16,00 2021.08.05	П	3	ТП 0.38 кВ ТП-5002 (Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0					1
157	КЛ	ТП-5034 I ф.7, ф.9	0.38	09,00 2021.08.12	16,00 2021.08.12	П	7	КЛ 0.38 кВ ТП-5034 I ф.7, ф.9	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
158	КЛ	ТП-2478 ф.5, ф.7	0.38	09,00 2021.08.13	16,00 2021.08.13	П	7	КЛ 0.38 кВ ТП-2478 ф.5, ф.7	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
159	КЛ	ТП-5034 II ф.8, ф.10	0.38	09,00 2021.08.16	16,00 2021.08.16	П	7	КЛ 0.38 кВ ТП-5034 II ф.8, ф.10	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
160	ТП	ТП-2973 I	0.38	09,00 2021.08.16	16,00 2021.08.16	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-2973 I	0	АО «Теплоэнерго», МБОУ «Школа № 121»	6	0	2	4	0	0	0	6	0	0					1
161	ТП	ТП-2973 II	0.38	09,00 2021.08.17	16,00 2021.08.17	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-2973 II	0	АО «Теплоэнерго», МБОУ «Школа № 121»	6	0	2	4	0	0	0	6	0	0					1
162	КЛ	ТП-5107 I ф.15	0.38	09,00 2021.08.17	16,00 2021.08.17	П	7	КЛ 0.38 кВ ТП-5107 I ф.15	0	МБДОУ «Детский сад № 319»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
163	ВЛ	ВЛ 0,4 кВ ф.2 от ТП-26А	0.38	09,30 2021.08.17	16,00 2021.08.17	П	6,5	ВЛ 0,4 кВ ф.2 от ТП-26А	0	0	64	0	0	64	0	0	0	64	0	0					1
164	ТП	ТП-508 I	0.38	09,00 2021.08.18	16,00 2021.08.18	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-508 I	0	ТСЖ «Покровское», АО «Теплоэнерго», ЗАО «КДТ», Отель «Воробей»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
165	ТП	ТП-869 I	0.38	09,00 2021.08.19	16,00 2021.08.19	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-869 I	0	ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Фундаментстрой -6»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
166	ТП	ТП-3592 II	0.38	09,00 2021.08.20	15,00 2021.08.20	П	6	ТП 0.38 кВ ТП-3592 II	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0					1
167	ТП	ТП-5107 II	0.38	09,00 2021.08.20	16,00 2021.08.20	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5107 II	0	МБДОУ «Детский сад № 319», ООО УК «Альтернатива»	11	0	2	9	0	0	0	11	0	0					1
168	ТП	ТП-869 II	0.38	09,00 2021.08.23	16,00 2021.08.23	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-869 II	0	ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Фундаментстрой -6»	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0					1
169	КЛ	ТП-1Н гр.14, гр.16	0.38	13,00 2021.08.24	16,00 2021.08.24	П	3	КЛ 0.38 кВ ТП-1Н гр.14, гр.16	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
170	ТП	ТП-4774 I	0.38	09,00 2021.08.26	16,00 2021.08.26	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-4774 I	0	0	4	0	0	4	0	0	0	4	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
171	ТП	ТП-4710	0.38	09,00 2021.08.27	15,00 2021.08.27	П	6	ТП 0.38 кВ ТП-4710 (Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	0					1
172	ТП	ТП-5002	0.38	13,00 2021.08.30	17,00 2021.08.30	П	4	ТП 0.38 кВ ТП-5002 (Все ЛЭП ТП)	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	0					1
173	КЛ	ТП-4622 гр.4, гр.9	0.38	09,00 2021.08.31	16,00 2021.08.31	П	7	КЛ 0.38 кВ ТП-4622 гр.4, гр.9	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	0					1
174	КЛ	РП-9 ф.92	6 (6.3)	11,14 2021.09.01	12,10 2021.09.01	В	0,93	ТП 6 (6.3) кВ ТП-579-I(Все ЛЭП ТП)	0	0	11	0	0	10	0	0	0	10	1	40	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	82 от 03.09.2021	3.4.9.1	4.12	0
186	ТП	ТП-5006	0.38	09,00 2021.09.02	16,00 2021.09.02	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5006 (Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	0					1
187	ТП	ТП-5029	0.38	13,00 2021.09.02	15,00 2021.09.02	П	2	ТП 0.38 кВ ТП-5029 (Все ЛЭП ТП)	МАДОУ «Детский сад № 390»	0	10	0	1	9	0	0	0	10	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
178	КВЛ	ПС Кварц ф.1007	10 (10.5)	15,46 2021.09.02	18,40 2021.09.02	В	2,9	ТП 10 (10.5) кВ ТП-733(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-1991(Все ЛЭП ТП)	0	0	16	0	0	15	0	0	0	15	1	25	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	83 от 07.09.2021	3.4.9.1	4.12	0
177	КЛ	РП-2 ф.26	6 (6.3)	18,30 2021.09.02	21,01 2021.09.02	В	2,52	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-17(Все ЛЭП ТП)	0	0	83	0	0	83	0	0	0	83	0	50		87 от 10.09.2021	3.4.8.1	4.12	0
176	КЛ	КЛ-6кВ ПС Накат ф.632	6 (6.3)	18,30 2021.09.02	19,33 2021.09.02	В	1,05	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2 II(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-6(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ	0	0	110	0	0	110	0	0	0	110	0	65		87 от 10.09.2021	3.4.8.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								ТП-7(Все ЛЭП ТП)																	
175	КЛ	ПС Накат КВЛ-6 кВ ф.621	6 (6.3)	18,30 2021.09.02	18,50 2021.09.02	В	0,33	ТП 6 (6.3) кВ ТП-8(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-3(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-26А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-30А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-25А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-	0	0	512	0	0	0	512	0	650		87 от 10.09.2021	3.4.8.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
								6А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-16А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-27А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-10 II(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-10Н(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-1Н(Все ЛЭП ТП);ТП 6																	

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								(6.3) кВ ТП-2А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-2 I(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5(Все ЛЭП ТП)																	
179	ВЛ	ВЛ-0,4кВ от ТП-584 (Каликинский РЭС)	0.38	11,13 2021.09.04	15,46 2021.09.04	В	4,55	ВЛ 0.38 кВ ВЛ-0,4 кВ от ТП-584	0	0	47	0	0	46	0	0	0	46	1	70	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	84 от 07.09.2021	3.4.9.1	4.12	0
180	КЛ	РП-34 ф.345 (Борский РЭС)	6 (6.3)	14,35 2021.09.04	16,15 2021.09.04	В	1,67	ТП 6 (6.3) кВ ТП-1164(Все ЛЭП ТП)	0	0	8	0	0	7	0	0	0	7	1	120	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	85 от 07.09.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
181	ВЛ	п/с Останкино ВЛ 3556 Семеновские электрические сети	35	17,25 2021.09.04	19,48 2021.09.04	В	2,38	ПС 35/6 кВ «Ямново	0	0	3	0	0	2	0	0	2	0	1	140	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	86 от 08.09.2021	3.4.9.1	4.12	0
188	ТП	ТП-3353 IICШ	0.38	09,00 2021.09.08	16,00 2021.09.08	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-3353 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	ООО «Имидж Управление»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1
189	ТП	ТП-5034 IICШ	0.38	13,00 2021.09.09	16,00 2021.09.09	П	3	ТП 0.38 кВ ТП-3353 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0					1
190	КЛ	КЛ гр.3, гр.7 от ТП-5019	0.38	09,00 2021.09.13	16,00 2021.09.13	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.3, гр.7 от ТП-5019	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
191	ТП	ТП-3518	0.38	09,00 2021.09.14	16,00 2021.09.14	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-3518 (Все ЛЭП ТП)	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
183	КЛ	КЛ-10кВ РП-1 (г.Бор) ф.14	10 (10.5)	16,42 2021.09.14	16,57 2021.09.14	В	0,25	ТП 10 (10.5) кВ ТП-1173 II(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-1187 II(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-1996 II(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-1990А(Все ЛЭП ТП)	0	Муниципальное автономное учреждение «Физкультурно-оздоровительный комплекс «Красная Горка» г.Бор Нижегородская обл.ФГКУ «Приволжский региональный поисково-спасательный отряд МЧС России» г.Бор Нижегородская обл.	4	0	2	2	0	0	0	4	0	25		88 от 17.09.2021	3.4.8.1	4.4	0
182	КЛ	КЛ-10кВ РП-1 (г.Бор) ф.14	10 (10.5)	16,42 2021.09.14	16,48 2021.09.14	В	0,1	ТП 10 (10.5) кВ ТП-1995 II(Все ЛЭП ТП)	0	Муниципальное автономное общеобразовательное учреждение средняя школа №1 г.Бор	1	0	1	0	0	0	0	1	0	20		88 от 17.09.2021	3.4.8.1	4.4	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
										Нижегородской обл.															
192	ТП	ТП-2374 ICШ	0.38	09,00 2021.09.15	16,00 2021.09.15	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-2374 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
193	ТП	ТП-5029 ICШ	0.38	09,00 2021.09.16	16,00 2021.09.16	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5029 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	МАДОУ «Детский сад № 390»	8	0	1	7	0	0	0	8	0	0					1
194	ТП	ТП-5123	0.38	13,00 2021.09.16	17,00 2021.09.16	П	4	ТП 0.38 кВ ТП-5123 (Все ЛЭП ТП)	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9	0	0					1
195	ТП	ТП-5029 IICШ	0.38	09,00 2021.09.21	16,00 2021.09.21	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5029 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	МАДОУ «Детский сад № 390»	5	0	1	4	0	0	0	5	0	0					1
196	ТП	ТП-2441 ICШ	0.38	09,00 2021.09.22	16,00 2021.09.22	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-2441 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	МБОУ «Школа №110», АО «ДК Канавинского района»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
184	КЛ	КЛ ф.1001Б ПС Сокол	6 (6.3)	11,48 2021.09.22	13,36 2021.09.22	В	1,8	ТП 6 (6.3) кВ ТП-5106 I(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5037А(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5036 I(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-5009 I(Все ЛЭП ТП)	0	АО «Теплоэнерго»	13	0	1	12	0	0	0	13	0	100		89 от 24.09.2021	3.4.8.1	4.4	0
197	ТП	ТП-2441 IICШ	0.38	09,00 2021.09.23	16,00 2021.09.23	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-2441 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	МБОУ «Школа №110», АО «ДК Канавинского района»	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1
198	КЛ	КЛ гр.4, гр.7, гр.8 от ТП-4021	0.38	09,00 2021.09.27	16,00 2021.09.27	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.4, гр.7, гр.8 от ТП-4021	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
199	ТП	ТП-2478	0.38	09,00 2021.09.28	17,00 2021.09.28	П	8	ТП 0.38 кВ ТП-2478 (Все ЛЭП ТП)	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	0					1
200	ТП	ТП-17	0.38	13,00 2021.09.28	15,00 2021.09.28	П	2	ТП 0.38 кВ ТП-17 (Все ЛЭП ТП)	0	0	21	0	0	21	0	0	0	21	0	0					1
201	ТП	ТП-5039 ICШ	0.38	09,00 2021.09.29	15,00 2021.09.29	П	6	ТП 0.38 кВ ТП-5039 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	0					1
202	ТП	ТП-5011	0.38	09,00 2021.09.30	16,00 2021.09.30	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5011 (Все ЛЭП ТП)	0	0	27	0	0	27	0	0	0	27	0	0					1
185	ПС	ПС Дизель 1СШ-10кВ, 3СШ-10кВ, 5СШ-10кВ	10 (10.5)	16,50 2021.09.30	17,07 2021.09.30	В	0,28	ТП 10 (10.5) кВ ТП-2537(Все ЛЭП ТП);ТП 10 (10.5) кВ ТП-2538(Все ЛЭП ТП)	Жилые дома пр.Ленина, д.65, д.67 к1, д.69 к1 с административными помещениями.	0	11	0	11	0	0	0	0	11	0	240		90 от 04.10.2021	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
217	ТП	ТП-5022	0.38	09,00 2021.10.01	16,00 2021.10.01	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5022 (Все ЛЭП ТП)	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	0					1
203	ТП	ТП-120 I	6 (6.3)	16,20 2021.10.03	16,35 2021.10.03	В	0,25	ТП 6 (6.3) кВ ТП-87 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	6	0	0	5	0	0	0	5	1	45	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	91 от 05.10.2021	3.4.9.1	4.21	0
218	ТП	ТП-3583 IICШ	0.38	09,00 2021.10.04	16,00 2021.10.04	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-3583 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	Магазин «Пятерочка», ВНС АО «Нижегородский Водоканал»	6	0	2	4	0	0	0	6	0	0					1
204	КЛ	ПС Полиграф картон ф.632 - ТП Дом Москвы	6 (6.3)	14,30 2021.10.04	15,44 2021.10.04	В	1,23	ТП 6 (6.3) кВ ТП Дом Москвы(Все ЛЭП ТП)	0	МАУ ЦДО «Дом Москвы» г. Балахна	1	0	1	0	0	0	0	1	0	20		92 от 05.10.2021	3.4.8.1	4.4	0
205	ПС	ПС Ленинская	6 (6.3)	11,11 2021.10.06	12,00 2021.10.06	В	0,82	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2333, ТП-2469, ТП-	АО «Теплоэнерго», АО «Нижегоро	0	91	0	2	87	0	0	0	89	2	125	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье	93 от 08.10.2021	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								2479(Все ЛЭП ТП)	дский водоканал»												» - «Нижновэнерго»				
206	РП	РП-26 ф.267	6 (6.3)	19,30 2021.10.08	21,58 2021.10.08	В	2,47	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2477(Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	1	0	0	0	1	2	125	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	94 от 12.10.2021	3.4.9.1	4.21	0
219	ТП	ТП-5029 IICШ	0.38	09,00 2021.10.11	16,00 2021.10.11	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5029 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	Жилой дом ТСЖ № 135	5	0	1	4	0	0	0	5	0	0					1
207	РП	РП-58 ф.583	10 (10.5)	13,24 2021.10.12	15,02 2021.10.12	В	1,63	ТП 10 (10.5) кВ ТП-494(1), ТП-493(1)(Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	110	ООО « ЗЕФС-ЭНЕРГО»	95 от 14.10.2021	3.4.9.1	4.12	0
208	КЛ	РП-10 ф.10-16	6 (6.3)	23,08 2021.10.12	23,43 2021.10.12	В	0,58	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4058 I	0	МБДОУ «Детский сад № 255» г. Нижний Новгород	13	0	1	11	0	0	0	12	1	110	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье	96 от 14.10.2021	3.4.7.1	4.12	1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
																					» - «Нижновэнерго»				
220	ТП	ТП-4595	0.38	09,00 2021.10.15	16,00 2021.10.15	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-4595 (Все ЛЭП ТП)	два жилых дома АО «ДК Советского района»; РКЦ Волго-Вятское Главное управление центрального банка РФ Советского района; Советский районный суд г.Нижнего Новгорода; Отдел полиции № 7 Управления МВД	0	54	0	5	49	0	0	0	54	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
									России по г. Н. Новгороду (Советский район)																
209	ТП	пс Приокская ф.617	6 (6.3)	22,54 2021.10.15	23,48 2021.10.15	В	0,9	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4574(Все ЛЭП ТП)	0	0	9	0	0	7	0	0	0	7	2	150	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	97 от 20.10.2021	3.4.9.1	4.12	0
221	КЛ	КЛ гр.15, гр.16 от ТП-4058	0.38	09,00 2021.10.18	16,00 2021.10.18	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.15, гр.16 от ТП-4058	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
210	ПС	ПС Молитовская ф.619	6 (6.3)	11,28 2021.10.20	12,50 2021.10.20	В	1,37	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2285 2СШ, ТП-2734 2СШ.(Все ЛЭП ТП)	0	АО Теплоэнерго	15	0	1	12	0	0	2	11	2	80	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэ	98 от 22.10.2021	3.4.9.1	4.4	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
																					нерго», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»				
223	ВЛ	ВЛ гр.11 Гаражи от ТП-2	0.38	13,00 2021.10.20	17,00 2021.10.20	П	4	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.11 Гаражи от ТП-2	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	0					1
222	ВЛ	ВЛ гр.1 ул.Чернях овского, ул.Барано ва от ТП-5015	0.38	13,00 2021.10.20	17,00 2021.10.20	П	4	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.1 ул.Чернях овского, ул.Барано ва от ТП-5015	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0					1
211	РП	РП-99	6 (6.3)	16,36 2021.10.20	16,52 2021.10.20	В	0,27	ТП 6 (6.3) кВ ТП-3322 1СШ, ТП-3353 1СШ(Все ЛЭП ТП)	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	95		99 от 22.10.2021	3.4.8.1	4.4	0
212	РП	РП-4 ф.45	6 (6.3)	15,50 2021.10.21	17,25 2021.10.21	В	1,58	ТП 6 (6.3) кВ ТП-644 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	4	0	0	2	0	0	0	2	2	30	филиал ПАО «Россети Центр и	100 от 22.10.2021	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
																					Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО				
213	РП	РП-9 ф.99	6 (6.3)	17,28 2021.10.22	18,24 2021.10.22	В	0,93	ТП 6 (6.3) кВ ТП-579(2)(Все ЛЭП ТП)	0	АО «Теплоэнерго»	11	0	1	9	0	0	0	10	1	150	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	101 от 26.10.2021	3.4.9.1	4.12	0
225	КЛ	КЛ гр.2, гр.5 от ТП-3159	0.38	09,00 2021.10.26	16,00 2021.10.26	П	7	ТП 0.38 кВ КЛ гр.2, гр.5 от ТП-3159 IICШ (Все ЛЭП ТП)	МБДОУ «Школа № 117»	0	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1
224	ТП	ТП-1217 IICШ	0.38	09,00 2021.10.26	16,00 2021.10.26	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-1217 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	КНС АО «Борский водоканал»	8	0	1	7	0	0	0	8	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
214	РП	РП-26 ф.266	6 (6.3)	00,59 2021.10.28	01,25 2021.10.28	В	0,43	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2477 II (Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	1	0	0	0	1	2	35	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго», ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	102 от 01.11.2021	3.4.9.1	4.12	0
215	РП	РП-10 ф.109	6 (6.3)	19,00 2021.10.28	21,19 2021.10.28	В	2,32	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4764, ТП-4040(1), ТП-4674, ТП-4774, ТП-4710, ТП-4057(2) (Все ЛЭП ТП)	0	АО «Теплоэнерго»; ООО «Тепловодоканал»	19	0	2	16	0	0	0	18	1	275	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	103 от 01.11.2021	3.4.7.1	4.12	1
216	РП	РП-88 ф.882	6 (6.3)	13,28 2021.10.30	14,50 2021.10.30	В	1,37	ТП 6 (6.3) кВ ТП-579 II СШ(Все ЛЭП ТП)	0	АО «Теплоэнерго»	11	0	1	9	0	0	0	10	1	150	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -	104 от 01.11.2021	3.4.9.3	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
																					«Нижновэнерго»				
226	КЛ	РП-4 ф.619 Балахна	6 (6.3)	20,20 2021.11.04	21,19 2021.11.04	В	0,98	ТП 6 (6.3) кВ ТП-59(Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	4	0	0	0	4	1	25	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	105 от 09.11.21	3.4.9.1	4.12	0
227	РП	РП-630 Ф.48 Балахна	6 (6.3)	19,00 2021.11.06	21,06 2021.11.06	В	2,1	ТП 6 (6.3) кВ ТП-530, ТП-534 II, ТП-535 II(Все ЛЭП ТП)	0	МБДОУ «Детский сад № 29»	15	0	1	14	0	0	3	12	0	130		106 от 09.11.21	3.4.14	4.21	1
228	ПС	ПС Накат КВЛ-6 кВ ф.636	6 (6.3)	13,25 2021.11.15	14,00 2021.11.15	В	0,58	ТП 6 (6.3) кВ ТП-1А, 17А, 3А, 4А, 22А, 7А, 23А, 18А, 24А, 5А, 28А, 37А, 32А, 33А.(Все ЛЭП ТП)	0	0	940	0	0	940	0	0	0	940	0	250		107 от 19.11.21	3.4.8.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
229	РП	РП-56 ф.563	10 (10.5)	14,22 2021.11.22	15,22 2021.11.22	В	1	ТП 10 (10.5) кВ ТП-4100 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	8	0	0	7	0	0	0	7	1	55	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	108 от 24.11.21	3.4.9.1	4.12	0
230	РП	РП-50 ф.501	6 (6.3)	17,37 2021.11.23	18,50 2021.11.23	В	1,22	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2374(Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	0	2	0	0	0	2	1	25	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	109 от 24.11.21	3.4.9.1	4.12	0
231	РП	РП-24 ф.246	6 (6.3)	22,02 2021.11.23	23,08 2021.11.23	В	1,1	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2151(Все ЛЭП ТП)	ООО «Генерация тепла»	0	5	0	1	3	0	0	0	4	1	50	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	110 от 24.11.21	3.4.9.1	4.21	0
232	РП	РП-47	10 (10.5)	00,10 2021.11.28	01,27 2021.11.28	В	1,28	ТП 10 (10.5) кВ ТП-	0	0	6	0	0	5	0	0	0	5	1	180	филиал ПАО «Россети Центр и	111 от 30.11.21	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								4595(Все ЛЭП ТП)													Приволжье» - «Нижновэнерго»				
233	ТП	РП-630 Ф.48 Балахна	6 (6.3)	23,36 2021.11.29	00,48 2021.11.30	В	1,2	ТП 6 (6.3) кВ ТП-534 II(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-535 II(Все ЛЭП ТП);ТП 6 (6.3) кВ ТП-530(Все ЛЭП ТП)	0	МБДОУ «Детский сад № 29»	16	0	1	14	0	0	3	12	1	70	АО «Научно-производственное объединение «Правдинский радиозавод»	112 от 01.12.21	3.4.9.3	4.12	0
234	РП	РП-14 ф.141.	6 (6.3)	09,44 2021.11.30	13,06 2021.11.30	В	3,37	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4011, ТП-4828, ТП-4047 I(Все ЛЭП ТП)	0	0	11	0	0	10	0	0	0	10	1	90	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	113 от 01.12.21	3.4.9.1	4.21	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
235	РП	РП-4 ф.44	6 (6.3)	10,05 2021.11.30	12,36 2021.11.30	В	2,52	ТП 6 (6.3) кВ ТП-535 I	0	МБДОУ «Детский сад № 29»	7	0	1	5	0	0	3	3	1	20	АО «Научно-производственное объединение «Правдинский радиозавод»	114 от 02.12.21	3.4.8.1	4.4	0
236	РП	РП-4 ф.44	6 (6.3)	10,05 2021.11.30	14,05 2021.11.30	В	4	ТП 6 (6.3) кВ ТП-534 I	0	0	7	0	0	6	0	0	0	6	1	25	АО «Научно-производственное объединение «Правдинский радиозавод»	114 от 02.12.21	3.4.8.1	4.4	0
237	ПС	п/с мыза ф.606	6 (6.3)	16,34 2021.11.30	17,55 2021.11.30	В	1,35	ТП 6 (6.3) кВ ТП-4110 II СШ	0	0	2	0	0	1	0	0	0	1	1	50	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	115 от 02.12.21	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
238	РП	КВЛ-6кВ РП-6106 ф.6106-1	6 (6.3)	16,42 2021.11.30	20,02 2021.11.30	В	3,33	ТП 6 (6.3) кВ ТП-509(Все ЛЭП ТП)	0	0	81	0	0	81	0	0	1	80	0	25		116 от 02.12.21	3.4.9.3	4.21	0
239	ВЛ	ВЛ-0,4 кВ гр.7 ТП-3, ВЛ-0,4 кВ гр.2 ТП-26А	0.38	09,00 2021.11.09	16,00 2021.11.09	П	7	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ-0,4 кВ гр.7 ТП-3, ВЛ-0,4 кВ гр.2 ТП-26А	0	0	86	0	0	86	0	0	0	86	0	0					1
240	ТП	ТП-5015	6 (6.3)	12,00 2021.11.15	17,00 2021.11.15	П	5	ТП 6 (6.3) кВ ТП-5015 (Все ЛЭП ТП)	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	0					1
241	ТП	ТП-3459 II	0.38	09,00 2021.11.15	16,00 2021.11.15	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-3459 II (Все ЛЭП ТП)	0	АО «ДК Сормовского района», МАДОУ «Детский сад № 332 «Березка», ТСЖ «Светлояр»	3	0	3	0	0	0	0	3	0	0					1
242	ВЛ	ВЛ-10 кВ ф.1004 ПС Кварц	10 (10.5)	09,00 2021.11.18	16,00 2021.11.18	П	7	ТП 10 (10.5) кВ ТП-733 (Все ЛЭП ТП)	0	0	16	0	0	16	0	0	0	16	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
243	ТП	ТП-4622 II	0.38	09,00 2021.11.19	16,00 2021.11.19	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-4622 II (Все ЛЭП ТП)	0	МБДОУ «Детский сад № 50»	11	0	1	9	0	0	0	10	1	0	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»«				1
244	КЛ	КЛ гр.1 от ТП-2789	0.38	09,00 2021.11.22	16,00 2021.11.22	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.1 от ТП-2789	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	0					1
245	КЛ	КЛ гр.18 от ТП-2789	0.38	09,00 2021.11.23	16,00 2021.11.23	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.18 от ТП-2789	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	0					1
246	КЛ	КЛ гр.5 от ТП-2285, КЛ гр.12 от ТП-2285	0.38	12,00 2021.11.26	16,00 2021.11.26	П	7	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.5 от ТП-2285, КЛ гр.12 от ТП-2285	МБУ «Дирекция по организации питания» МП «Единый центр муниципального заказа»	0	2	0	2	0	0	0	0	2	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
296	РП	РП-95 ф.957	10 (10.5)	16,01 2021.12.09	17,00 2021.12.09	В	0,98	ТП 6 (6.3) кВ ТП-910I СШ, ТП-992I СШ, ТП-794I СШ. ТП-969I СШ(Все ЛЭП ТП)	0	ООО «СЭУ «Фундаментстрой -6», АО «Нижегородский водоканал», ООО «УК «Мегаполис», ООО «Лайф центр НН»	8	0	4	4	0	0	1	7	0	170		117 от 13.12.21	3.4.9.3	4.12	0
297	РП	РП-50 ф.501	6 (6.3)	16,39 2021.12.22	17,28 2021.12.22	В	0,82	ТП 6 (6.3) кВ ТП-2374 II(Все ЛЭП ТП)		ОАО «ДК Ленинского района»	2	0	1	0	0	0	0	1	1	20	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»«	118 от 24.12.21	3.4.9.1	4.9	0
298	ТП	ТП-584	10 (10.5)	12,50 2021.12.25	10,10 2021.12.26	В	21,33	ТП 10 (10.5) кВ ТП-584 п.Глубинный(Все ЛЭП ТП)	0	0	56	0	0	55	0	0	0	55	1	250	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	119 от 28.12.21	3.4.9.1	4.4	0
299	РП	РП-44 ф.448	6 (6.3)	13,44 2021.12.27	15,29 2021.12.27	В	1,75	ТП 6 (6.3) кВ ТП-	0	0	14	0	0	13	0	0	0	13	1	150	филиал ПАО «Россети	120 от	3.4.9.1	4.12	0

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые			Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)						
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								4622(Все ЛЭП ТП)													Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	28.12.21			
300	ТП	ТП-1991	0.38	09,00 2021.12.01	17,00 2021.12.01	П	8	ТП 0.38 кВ ТП-1991 (Все ЛЭП ТП)	0	0	21	0	0	21	0	0	0	21	0	20					1
301	ТП	ТП-5032 IICШ	0.38	09,00 2021.12.02	14,00 2021.12.02	П	5	ТП 0.38 кВ ТП-5032 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	АО «ДК Московского района», ООО «СПАР Миддл Волга»	8	0	2	6	0	0	0	8	0	50					1
302	ТП	ТП-4709	0.38	09,00 2021.12.03	15,00 2021.12.03	П	6	ТП 0.38 кВ ТП-4709 (Все ЛЭП ТП)	ГБОУ ДПО «Нижегородский институт развития образования»	0	6	0	1	5	0	0	0	6	0	80					1
303	КЛ	КЛ гр.3, 4, 7, 8 от ТП-2436	0.38	09,00 2021.12.06	18,00 2021.12.06	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.3, 4, 7, 8 от ТП-2436	АО «ДК Канавинского района»	0	4	0	4	0	0	0	0	4	0	40					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН (...)							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
304	ТП	ТП-4709	0.38	08,00 2021.12.09	12,00 2021.12.09	П	4	ТП 0.38 кВ ТП-4709 (Все ЛЭП ТП)	ГБОУ ДПО «Нижегородский институт развития образования»	0	6	0	1	5	0	0	0	6	0	80					1
305	КЛ	КЛ гр.4, 11, 12, 15 от ТП-5140	0.38	09,00 2021.12.13	18,00 2021.12.13	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.4, 11, 12, 15 от ТП-5140	АО «ДК Московского района»	0	4	0	4	0	0	0	0	4	0	40					1
306	КЛ	КЛ гр.3, 5, 6, 11, 16, 18 от ТП-2749	0.38	09,00 2021.12.14	18,00 2021.12.14	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.3, 5, 6, 11, 16, 18 от ТП-2749	АО «ДК Канавинского района»	0	6	0	6	0	0	0	0	6	0	70					1
307	КЛ	КЛ гр.1, 2, 7, 12, 11, 26 от ТП-2749	0.38	09,00 2021.12.15	18,00 2021.12.15	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.1, 2, 7, 12, 11, 26 от ТП-2749	АО «ДК Канавинского района»	0	6	0	6	0	0	0	0	6	0	70					1
308	ВЛ	ВЛ гр.ул. Чаадаева, ул.Орджоникидзе	0.38	13,00 2021.12.15	16,00 2021.12.15	П	3	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.ул. Чаадаева,	0	0	13	0	0	13	0	0	0	13	0	60					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины (...)	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
		от ТП-5012						ул.Орджоникидзе от ТП-5012																	
309	КЛ	КЛ гр.2, 3, 5, 10, 12, 15 от ТП-2478	0.38	09,00 2021.12.16	18,00 2021.12.16	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.2, 3, 5, 10, 12, 15 от ТП-2478	АО «ДК Канавинского района»	0	6	0	6	0	0	0	0	6	0	70					1
310	ВЛ	ВЛ гр. 3 от ТП-5014	0.38	09,00 2021.12.16	16,00 2021.12.16	П	7	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр. 3 от ТП-5014	АО «ДК Канавинского района»	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	30					1
311	ТП	ТП-5028	0.38	09,00 2021.12.16	16,00 2021.12.16	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-5028(Все ЛЭП ТП)	0	0	16	0	0	16	0	0	0	16	0	80					1
312	ТП	ТП-608 ICШ	0.38	09,00 2021.12.16	17,00 2021.12.16	П	8	ТП 0.38 кВ ТП-608 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	ТСЖ «Минина, 16А», ООО «Волжанка»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1
313	ТП	ТП-608 IICШ	0.38	09,00 2021.12.17	17,00 2021.12.17	П	8	ТП 0.38 кВ ТП-608 IICШ (Все ЛЭП ТП)	0	ТСЖ «Минина, 16А», ООО «Волжанка»	4	0	4	0	0	0	0	4	0	0					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
314	КЛ	КЛ гр.4, 7 от ТП-2473	0.38	09,00 2021.12.20	18,00 2021.12.20	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.4, 7 от ТП-2473	АО «ДК Ленинского района»	0	2	0	2	0	0	0	0	2	0	30					1
315	ТП	ТП-5024	0.38	13,00 2021.12.20	14,00 2021.12.20	П	1	ТП 0.38 кВ ТП-5024 (Все ЛЭП ТП)	0	0	13	0	0	13	0	0	0	13	0	25					1
316	КЛ	КЛ гр.3, 8 от ТП-2473	0.38	09,00 2021.12.21	18,00 2021.12.21	П	9	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.4, 7 от ТП-2473	АО «ДК Ленинского района»	0	2	0	2	0	0	0	0	2	0	30					1
317	КЛ	КЛ гр.6 от ТП-59	0.38	10,00 2021.12.21	16,00 2021.12.21	П	6	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.6 от ТП-59	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	25					1
318	ВЛ	ВЛ гр.2 от ТП-5014	0.38	09,00 2021.12.22	17,00 2021.12.22	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.2 от ТП-5014	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	35					1
319	ВЛ	ВЛ гр.2, 14 от ТП-5036	0.38	09,00 2021.12.22	17,00 2021.12.22	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.2, 14 от ТП-5036	0	0	2	0	0	2	0	0	0	2	0	30					1
320	ВЛ	ВЛ гр.22 от ТП-5032	0.38	09,00 2021.12.22	17,00 2021.12.22	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.22 от ТП-5032	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	20					1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые				Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН							
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
321	ВЛ	ВЛ гр.1 от ТП-5015	0.38	13,00 2021.12.22	17,00 2021.12.22	П	4	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.1 от ТП-5015	0	0	5	0	0	5	0	0	0	5	0	40					1
322	ВЛ	ВЛ гр.1 от ТП-5010	0.38	09,00 2021.12.24	17,00 2021.12.24	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.1 от ТП-5010	0	0	8	0	0	8	0	0	0	8	0	50					1
323	ВЛ	ВЛ гр.10 от ТП-5107	0.38	09,00 2021.12.24	17,00 2021.12.24	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.10 от ТП-5107	0	0	9	0	0	9	0	0	0	9	0	55					1
324	ТП	ТП-3169 ICШ	0.38	09,00 2021.12.27	16,00 2021.12.27	П	7	ТП 0.38 кВ ТП-3169 ICШ (Все ЛЭП ТП)	0	0	3	0	3	0	0	0	0	3	0	45					1
325	ВЛ	ВЛ гр.5 от ТП-5011	0.38	09,00 2021.12.27	17,00 2021.12.27	П	8	ЛЭП 0.38 кВ ВЛ гр.5 от ТП-5011	0	0	7	0	0	7	0	0	0	7	0	25					1
325	КЛ	КЛ гр.13 от ТП-5106	0.38	09,00 2021.12.27	17,00 2021.12.27	П	8	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.13 от ТП-5106	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	10					1
326	ТП	ТП-130	6 (6.3)	09,00 2021.12.28	14,00 2021.12.28	П	5	ТП 6 (6.3) кВ ТП-	0	0	10	0	9	0	0	0	0	9	0	60	филиал ПАО «Россети				1

Номер прекращения передачи (...)	Вид объекта: КЛ, ВЛ, КВЛ, ПС, ТП, РП	Диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошло прекращение передачи электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг (часы, минуты,	Вид прекращения передачи электроэнергии	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, час	Перечень объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:									Суммарный объем фактической нагрузки (...)	Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании			
											ВСЕГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения ЭПУ потребителя электрической энергии				Смежные сетевые					Номер и дата акта расследования технологического	Код организационной причины аварии	Код технической причины	
												1-я	2-я	3-я	ВН	СН	СН	НН								
1	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
								130 (Все ЛЭП ТП)													Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»1				
327	КЛ	КЛ гр.3, 4, 8 от ТП-5109	0.38	09,00 2021.12.28	17,00 2021.12.28	П	8	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.3, 4, 8 от ТП-5109	0	0	3	0	0	3	0	0	0	3	0	25					1
328	КЛ	КЛ гр.7 от ТП-5001	0.38	09,00 2021.12.28	17,00 2021.12.28	П	8	ЛЭП 0.38 кВ КЛ гр.7 от ТП-5001	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	15					1

Качество эксплуатации и диспетчеризации

Эксплуатация электрических сетей осуществляется в соответствии с требованиями нормативных документов: ПУЭ, «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила технической эксплуатации электрический станций и сетей» и др.

Все необходимые мероприятия по реконструкции, ремонту и пуско-наладочным работам на объектах электросетевого хозяйства производятся в соответствии с утвержденными графиками ППР, инвестиционной и ремонтной программы. В случае возникновения отказов на участках электрических сетей принимаются все необходимые меры по восстановлению электроснабжения в кратчайшие сроки.

Качество работы системы удовлетворяет всем требованиям.

В настоящее время для оперативного контроля и управления объектами электрических распределительных сетей, используется оперативно-диспетчерская служба (ОДС). Основной задачей ОДС является круглосуточное обеспечение бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей до границ балансовой и эксплуатационной ответственности сторон, поддержание наиболее надежной схемы электроснабжения объектов электросетевого хозяйства.

Производятся ежемесячные технические обслуживания всего оборудования, технические ремонты один раз в год.

Все работы в электроустановках проводятся по нарядам и распоряжениям, также, согласно перечню работ в порядке текущей эксплуатации.

Персонал обеспечивает содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативной документации по эксплуатации электрооборудования, правил безопасности. Также проводятся работы по эксплуатации электрооборудования по договорам обслуживания.

Заявки, поступающие от потребителей в оперативно-диспетчерскую службу, выполняются оперативно.

Состояние учета

Учёт принимаемого и отпускаемого объема электрической энергии в сеть производится коммерческими приборами учета.

Потребление электроэнергии у потребителей фиксируется коммерческими приборами учета.

Информация об обеспеченности приборами учета принимаемого и отпускаемого объема электрической энергии отражена в разделе 3.1.2.1.

Проблемы и направления их решения

Состояние оборудования системы электроснабжения городского округа характеризуется высоким износом.

Высоким уровнем износа характеризуются линии электропередач. Уровень износа колеблется от 60 до 89%.

Большой удельный вес низковольтных электрических сетей эксплуатируются дольше нормативного срока (свыше 25 лет). Данный фактор обуславливает высокий уровень технологических потерь.

В целях повышения надежности и бесперебойности электроснабжения снижения потерь электрической энергии электросетевыми компаниями, в перспективе необходима реализация мероприятий строительства и реконструкция линий электропередач.

Для создания надежных систем электроснабжения, обеспечивающих потребности потребителей, необходимо реализовать следующие основные мероприятия:

- модернизация существующих кабельных и воздушных линий;

- строительство внутри-микрорайонных сетей электроснабжения в планировочных микрорайонах для создания возможности присоединения потребителей планировочных микрорайонов к электрической сети;

- перекладка ветхих кабельных и воздушных линий электропередачи для повышения надежности систем электроснабжения, сокращения количества аварий и повышения качества электроэнергии, передаваемой потребителям;

- комплексная телемеханизация и автоматизация электрических сетей для повышения надежности, для сокращения времени поиска места аварий, сокращения количества аварий.

3.1.2.3.Анализ зон действия источников электроснабжения и их рациональности, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников

Энергосистема городского округа город Нижний Новгород входит в единую энергосистему Нижегородской области.

Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей (ПМЭС) осуществляет на территории Нижегородской области передачу электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

На территории городского округа город Нижний Новгород осуществляют деятельность крупные генерирующие компании:

- Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»;

- ООО «Автозаводская ТЭЦ», входящая в группу компаний «Волгаэнерго».

Электроснабжение городского округа город Нижний Новгород осуществляется от двух электростанций - Автозаводская ТЭЦ входящая в группу компаний «Волгаэнерго», и Сормовская ТЭЦ, входящая в состав филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород составила 830 МВт.

Электроснабжение потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется от:

- двух электрических подстанций мощностью 220/110/10 - ПС «Заречная», обеспечивающая электроэнергией Заречную часть города Нижнего Новгорода, и ПС «Нагорная», обеспечивающая электроэнергией Нагорную часть города Нижнего Новгорода;

- 33 подстанций (ПС) мощностью 110/27,5/6,6, 110/10/6, 110/10, 110/6, в том числе 1 главная понизительная подстанция (ГПП).;

- 69 трансформаторов (Т) общей мощностью 2.877 МВ*А.

Основная часть электрических подстанций и электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ принадлежит ПАО «Россети Центр и Приволжье».

На территории города Нижнего Новгорода осуществляют свою деятельность 46 территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям (согласно сведениям, размещенным на сайте Региональной службы по тарифам Нижегородской области).

К наиболее крупным из них относятся:

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Нижегородское ПМЭС;
- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»;
- ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»;
- ООО «Специнвестпроект»;
- АО «Электросетевая компания»;
- ООО «Электросети»;
- ООО «Нижегородская электросетевая компания»;
- -Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала «Трансэнерго» ОАО «РЖД».

На территории городского округа город Нижний Новгород действует централизованная зона системы электроснабжения.

Зоны эксплуатации соответствуют зонам, обслуживаемым территориальными сетевыми организациями.

Воздушные и кабельные линии электропередачи, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», имеют охранные зоны, ограничивающие минимальные допустимые расстояния по приближению к ним застройки. Охранные зоны для воздушных линий составляют коридоры вдоль линий в виде части поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте опор воздушных ЛЭП), ограниченной параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны ЛЭП от крайних проводов при не отклонённом их положении на расстоянии:

− для ВЛ-110 кВ – 20 метров (ориентировочно по 25 м от оси линии);
− для ВЛ-35 кВ – 15 метров (ориентировочно по 18 м от оси линии);
− для ВЛ-10/6 кВ – 10 метров (ориентировочно по 13 м от оси линии).

Вдоль подземных кабельных линий электропередачи также устанавливаются охранные зоны в виде участка земли, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних кабелей на расстоянии 1 метра (независимо от напряжения).

Вокруг подстанций охранная зона устанавливается в виде части поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте наивысшей точки подстанции), ограниченной вертикальными плоскостями, отстоящими от всех сторон ограждения подстанции по периметру на расстоянии равном охранной зоне от воздушных ЛЭП напряжением, соответствующим высшему классу напряжения подстанции.

Размещение любого из видов капитального строительства вблизи электроподстанций и воздушных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше должно быть согласовано с владельцем объекта и территориальным отделением «Роспотребнадзора» по Нижегородской области для учета воздействия на население неблагоприятных физических факторов: шума и ЭМП (электромагнитных полей).

Согласно пункту 12.26 СП 42.13330.2011 «СНиП 2.07.01-89* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений», при размещении отдельно стоящих РТП и ТП напряжением 10(6) кВ с количеством трансформаторов не более двух и мощностью каждого до 1000 кВА расстояние от них до окон жилых домов и общественных зданий следует принимать не менее 10 м, а до зданий лечебно-профилактических учреждений – не менее 15 м.

Балансы мощности и нагрузки.

Баланс системы электроснабжения городского округа город Нижний Новгород определен на основании данных Генерального плана городского округа город Нижний Новгород, Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области, данных сетевых организаций системы электроснабжения.

Электроснабжение городского округа город Нижний Новгород осуществляется от двух электростанций - Автозаводская ТЭЦ и Сормовская ТЭЦ.

Баланс электрической энергии (мощности) обеспечивается за счет собственной выработки электрической энергии на электростанциях энергосистемы Нижегородской области, которая составляет не более 50% от потребления электрической энергии, и за счет перетоков электроэнергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем.

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород составила 830 МВт.

Фактические балансы электрической энергии и мощности энергосистемы Автозаводская ТЭЦ и Сормовская ТЭЦ за 2017 -2021 годы представлены в таблице 3.1.36.

Таблица 3.1.36 - Фактические балансы электрической энергии и мощности энергосистемы Автозаводская ТЭЦ и Сормовская ТЭЦ за 2017 -2021 годы

№ п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
	Автозаводская ТЭЦ						
1	Установленная электрическая мощность	МВт	580	580	515	505	480
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	1 562,20	1 877,20	1 600,50	1 695,30	1831,7
2	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	439,7	622	369,4	459,3	555
	тоже в % от суммарной выработки	%	28,1	33,1	23,1	27,1	30,3
3	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	1 319,20	1 619,40	1 362,60	1 452,90	1578,8
4	Расход электроэнергии на собств.нужды, всего	млн кВт·ч	250,8	254,2	228,4	235,2	244,1
	тоже в % от суммарной выработки	%	16,1	13,5	14,3	13,9	13,3
	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	115,6	130,7	108,4	118	123,7
5	Удельный расход электроэнергии на собств. нужды на производство электроэнергии	%	7,4	7,00	6,8	7,0	6,8
6	Число часов использования электрической мощности	ч	2 693	3 237	3 106	3 357	3816
	Сормовская ТЭЦ						
1.	Установленная электрическая мощность	МВт	350	350	350	350	350
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	676,037	789,681	737,699	658,955	855,029
2.	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	218,357	280,312	283,609	192,768	305,307
	тоже в % от суммарной выработки	%	32,3	35,5	38,45	29,25	35,71
3.	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	576,197	681,975	631,137	556,56	737,867
	Расход электроэнергии на собств. нужды, всего	млн кВт·ч	99,839	107,706	106,562	102,393	117,162
	тоже в % от суммарной выработки	%	14,77	13,64	14,45	15,54	13,7

№ п/п	Показатель	Един. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
4.	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	46,293	53,873	54,9	47,263	57,143
5.	**Удельный расход электроэнергии на** собств. нужды на производство электроэнергии	%	6,85	6,82	7,44	7,17	6,68
6.	Число часов использования электрической мощности	ч	1932	2256	2108	1883	2443
	ИТОГО по г.о.город Нижний Новгород						
1.	Установленная электрическая мощность	МВт	930	930	865	855	830
	Выработка электроэнергии, всего	млн кВт·ч	2238,237	2666,881	2338,199	2354,255	2686,729
2.	в том числе по конденсационному циклу	млн кВт·ч	658,057	902,312	653,009	652,068	860,307
	тоже в % от суммарной выработки	%	29,40	33,83	27,93	27,70	32,02
3.	Отпуск электроэнергии с шин, всего	млн кВт·ч	1895,397	2301,375	1993,737	2009,46	2316,667
	Расход электроэнергии на собств. нужды, всего	млн кВт·ч	350,639	361,906	334,962	337,593	361,262
	тоже в % от суммарной выработки	%	15,67	13,57	14,33	14,34	13,45
4.	в том числе на производство электроэнергии	млн кВт·ч	161,893	184,573	163,3	165,263	180,843
5.	**Удельный расход электроэнергии на** собств. нужды на производство электроэнергии	%	7,23	6,92	6,98	7,02	6,73
6.	Число часов использования электрической мощности	ч	2312,5	2746,5	2607	2620	3129,5

В 2021 году осуществлен вывод из эксплуатации ТГ-6 25 МВт на Автозаводской ТЭЦ.

По состоянию на 1 января 2022 г. суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород составила 830 МВт.

Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород в период 2021 - 2030 годов с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации в соответствии с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021 - 2025 годы представлено в таблице 3.1.37.

Таблица 3.1.37- Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы городского округа город Нижний Новгород в период 2021 - 2030 годов, МВт

№ п/п	Наименование объекта	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027-2030 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Автозаводская ТЭЦ	505	480	480	480	420	480	480	480
2	Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350	350	350
3	Всего мощность электростанций по городскому округу город Нижний Новгород	855	830	830	830	770	830	830	830
4	Прирост мощности, МВт	0	-25	0	0	0	0	0	0

Электроснабжение потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется от 33 подстанций (ПС) мощностью 220/110/10, 110/27,5/6,6, 110/10/6, 110/10, 110/6 и 69 трансформаторов (Т) общей мощностью 2.877 МВа, в том числе:

- 1 000 МВА на напряжение 220/100/10 кВ,
- 50 МВА на напряжение 110кВ,
- 168 МВА на напряжение 110/27,5/6,6 кВ;
- 435 МВА на напряжение 110/10/6 кВ;
- 266 МВА на напряжение 110/10 кВ;
- 958 МВА на напряжение 110/6 кВ.

На территории Нагорной части города Нижнего Новгорода (Нижегородский, Советский, Приокский районы), Заречной части (за исключением территории Автозаводского района) основную часть электросетевых объектов напряжением 10/6 кВ обслуживает филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго» и иные сетевые организации, тогда как территорию Автозаводского и Ленинского районов г. Нижнего Новгорода обслуживают сетевые организации АО «ЭСК», ООО «НЭСК», ООО «Электросети».

Объемы электрической энергии, прошедшие через сети территориальных сетевых организаций городского округа город Нижний Новгород, представлены в табл. 3.1.38.

Таблица 3.1.38 - Объемы электрической энергии, прошедшие через сети территориальных сетевых организаций

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2020	2021
1	2	3	4	5
	АО «ЭСК»			
1	Отпуск электрической энергии в сеть	млн.кВт.ч.	417,225	426,858
2	Отпуск электрической энергии из сети по уровням напряжения, потребителям электрической энергии и территориальным сетевым организациям, присоединенным к сетям сетевой организации, всего	млн.кВт.ч.	376,141	380,592
3	Объем переданной электроэнергии по договорам об оказании услуг по передаче электроэнергии потребителям сетевой организации в разрезе уровней напряжений, всего	млн.кВт.ч.	417,225	426,858
4	Потери электроэнергии в сетях сетевой организации в абсолютном и относительном выражении по уровням напряжения, всего	млн.кВт.ч.	41,084	46,266
		%	9,847	10,839
	ООО «Электросети»			
1	Поступление в сеть из других организаций:	млн.кВт.ч.	454,162	470,855
1.1.	из смежной сети, всего	млн.кВт.ч.	454,162	470,855
1.1.1.	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	млн.кВт.ч.	330,417	350,494
1.1.2.	ООО «НН-ЭС»	млн.кВт.ч.	85,604	81,719
1.1.3.	ООО «НЭСК»	млн.кВт.ч.	21,027	20,675
1.1.4.	АО «ЭСК»	млн.кВт.ч.	17,113	17,967
2.	Отпуск из сети, всего, в т.ч.	млн.кВт.ч.	446,477	462,744
2.1.	потребителям ГП, ЭСО, ЭСК, в том числе:	млн.кВт.ч.	24,636	36,200
2.1.1.	смежным сетевым организациям:	млн.кВт.ч.	380,690	388,889
	АО «ЭСК»	млн.кВт.ч.	378,320	386,498
	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	млн.кВт.ч.	2,370	2,392
2.1.2.	населению и приравненным к нему категориям	млн.кВт.ч.	41,151	37,655
2.1.3.	Отпуск в сеть других уровней напряжения	млн.кВт.ч.	44,920	41,442

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2020	2021
1	2	3	4	5
3.	Хозяйственные нужды организации	млн.кВт.ч.	0,000	0,000
4.	Собственное потребление (совмещение деятельности)	млн.кВт.ч.	0,000	0,000
5.	Общий объем потерь (фактические объемы), в том числе:	млн.кВт.ч.	7,685	8,110
	ООО «Нижегородская электросетевая компания»			
1	Поступление электроэнергии в сеть, всего	млн.кВт.ч.	646,75	641,27
1.1.	из смежной сети, всего	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
1.2.	от электростанции ПЭ (ЭСО)	млн.кВт.ч.	646,75	641,27
1.3.	от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
1.4.	поступление электроэнергии. от других организаций	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
2.	Потери электроэнергии в сети, всего	млн.кВт.ч.	27,81	29,19
	то же в %	млн.кВт.ч.	4,30	4,55
2.1.	Потери электроэнергии в сети на собственное потребление	млн.кВт.ч.	24,12	29,19
2.2.	Потери электроэнергии в сети на передачу сторонним потребителям	млн.кВт.ч.	3,69	0,00
3.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
4.	Полезный отпуск из сети	млн.кВт.ч.	618,94	612,08
4.1.	в т.ч. Моно потребителю	млн.кВт.ч.	507,32	612,08
4.2.	потребителям оптового рынка	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
	МП «Инженерные сети»			
1	Поступление электроэнергии в сеть, всего	млн.кВт.ч.	62,309	101,889
2.	Потери электроэнергии в сети, всего	млн.кВт.ч.	8,742	10,665
	то же в %	млн.кВт.ч.	14,03	10,47
3.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
4.	Полезный отпуск из сети	млн.кВт.ч.	53,567	91,224
4.1.	в т.ч. Моно потребителю	млн.кВт.ч.	53,567	91,224
4.2.	потребителям оптового рынка	млн.кВт.ч.	0,00	0,00
	ООО «Специнвестпроект» (в целом по организации)			
1	Поступление электроэнергии в сеть, всего	млн.кВт.ч.	652,643	676,247
2.	Потери электроэнергии в сети, всего	млн.кВт.ч.	38,114	39,864
	то же в %	млн.кВт.ч.	5,84	5,89
3.	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВт.ч.		
4.	Полезный отпуск из сети	млн.кВт.ч.	614,529	636,383
4.1.	в т.ч. Моно потребителю	млн.кВт.ч.		
4.2.	потребителям оптового рынка	млн.кВт.ч.		
	ВСЕГО			
1	Поступление в сеть - всего	млн.кВт.ч	1580,45	1640,87
2	Потери электрической энергии	млн.кВт.ч	85,32	94,23
		%	5,40	5,74
3	Отпуск электрической энергии из сети	млн.кВт.ч	1495,13	1546,64
	в том числе:			
3.1.	население; потребители, приравненные к населению	млн. кВт.ч	1025,1	1023,1
3.2.	бюджетные организации	млн.кВт.ч	116,8	115,5
3.3.	Юридические лица, включая промышленность и прочее потребление	млн.кВт.ч	353,2	408,1

Удельная величина потребления энергетических ресурсов в многоквартирных домах городского округа город Нижний Новгород за 2020 год составила 811,20 кВт. ч на 1 проживающего, за 2021 год - 815,25 кВт. ч на 1 проживающего.

Проблемы и направления их решения

Состояние оборудования системы электроснабжения городского округа характеризуется высоким износом.

Высоким уровнем износа характеризуется как оборудование подстанций, так и линии электропередач. Уровень износа колеблется от 60 до 89%.

Большой удельный вес низковольтных электрических сетей эксплуатируются дольше нормативного срока (свыше 25 лет). Данный фактор обуславливает высокий уровень технологических потерь.

В целях повышения надежности и бесперебойности электроснабжения снижения потерь электрической энергии электросетевыми компаниями, в перспективе необходима реализация мероприятий строительства и реконструкция линий электропередач.

Для создания надежных систем электроснабжения, обеспечивающих потребности потребителей, необходимо реализовать следующие основные мероприятия:

- модернизация существующих трансформаторных и распределительных пунктов, кабельных и воздушных линий;
- строительство внутри-микрорайонных сетей электроснабжения в планировочных микрорайонах для создания возможности присоединения потребителей планировочных микрорайонов к электрической сети;
- перекладка ветхих кабельных и воздушных линий электропередачи для повышения надежности систем электроснабжения, сокращения количества аварий и повышения качества электроэнергии, передаваемой потребителям;
- комплексная телемеханизация и автоматизация электрических сетей для повышения надежности, для сокращения времени поиска места аварий, сокращения количества аварий;
- оснащение потребителей приборами учета в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» для сокращения потерь электроэнергии от потребления без учета.

3.1.2.4.Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности в системе электроснабжения и ожидаемых резервов, и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

Две электрических подстанций напряжением 220/110/10 обеспечивают электроэнергией потребителей городского округа город Нижний Новгород:

- ПС «Заречная», обеспечивающая электроэнергией Заречную часть города Нижнего Новгорода, общей мощностью 400 МВА;
- ПС «Нагорная», обеспечивающая электроэнергией Нагорную часть города Нижнего Новгорода, общей мощностью 600 МВА.

Общая мощность подстанций напряжением 220/110/10 кВ составляет 1000 МВА.

Сведения о загрузке основных подстанций мощностью 35-110 кВ энергосистемы городского округа город Нижний Новгород за 2019 -2021 годы отражены в таблице 3.1.39.

Общая мощность подстанций напряжением 110/10/6 составляет 1 902 МВА.

На всех подстанциях имеются резервные трансформаторы. Показатели таблицы свидетельствуют о наличии резерва мощности на всех подстанциях.

Таблица 3.1.39 - Сведения о загрузке основных подстанций 35-110 кВ энергосистемы городского округа город Нижний Новгород

№ СиПР	Эксплуатирующая организа- ция	Диспетчерское наименование ПС	Класс напря жения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Резерв/дефицит мощности на 01.01.2022	
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020	Июнь 2021	Декабрь 2021	МВА	% загрузки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	ЗАРЕЧАНАЯ ЧАСТЬ													
28	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС	ПС 200 кВ Заречная	220	200			115,63	87,11	113,48	76,83	117,75	63,06	73,8	36,90
29			220		200		115,51	86,99	113,26	76,76	117,63	63,14		
	Ленинский район													
270	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Кировская	110/6	31,5	31,5		11,69	15,93	11,371	16,08	12,97	17,56	15,515	55,75
271	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ленинская	110/6	25	16		9,69	15,46	9,652	15,28	10,42	15,89	0	127,12
272	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Молитовская	110/6	40	32		28,22	31,19	24,206	28,68	25,2	27,27	2,41	97,47
356	АО «ВВЭК»	ПС 110 кВ Щербинки	110/6	15	15		7,58	9,48	7,87	8,75	6,66	7,92	7,08	52,80
340	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	ПС 110 кВ Чермет	110	15	16		7,81	13	7,22	15,53	6,59	10,33	4,67	31,13
289	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	ГПП 110 кВ Фреза	110	20	20		10,49	12,55	9	12,81	11,9	12,74	7,26	36,30
349	ООО «Специнвестпроект»	ПС Заводская	110	25	25		8,01	13,06	14,1	14,3	8,84	7,26	17,74	70,96
	Сормовский район													
262	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Варя	110/6	16	16		3,4	3,18	3,045	3,51	3,53	4,19	12,61	26,19
264	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Левинка	110/6	16	15		6,72	8,48	6,261	14,6	12,66	13,7	1,147	97,35

№ СиПР	Эксплуатирующая организа- ция	Диспетчерское наименование ПС	Класс напряжения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Резерв/дефицит мощности на 01.01.2022	
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020	Июнь 2021	Декабрь 2021	МВА	% загрузки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
267	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Светлоярская	110/6	40	40		19,57	25,95	19,4	26,52	19,07	25,71	15,48	66,30
268	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Старосормовская	110/6	32	31,5		25,06	26,66	18,851	27,37	21,86	26,94	5,705	86,89
273	Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго	ПС 110 кВ Высоково-тяговая	110/27,5/6	31,5	31,5		7,35	12,996	9,039	8,945	н.д.	н.д.	22,555	71,60
	Автозаводский район													
135	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Доскино	110/10	16	10		3,78	6,6	4,228	8,6	5,16	7,54	4,17	86,00
269	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Водозабор	110/6	15	16		6,66	12,86	7,254	9,51	10,42	9,65	2,89	85,73
273	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Соцгород	110/6	40	40		28,53	35,84	24,507	38,23	26,2	35,2	3,77	95,58
274	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Спутник	110/6	25	32		16,08	19,53	15,704	20,64	17,4	20,71	5,54	82,84
	Канавинский район													
263	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Канавинская	110/6	31,5	40		17,56	20,77	14,989	20,41	17,25	19,88	12,305	65,94
275	филиал ПАО «Россети Центр и	ПС 110 кВ Стрелка	110/10	40	40		1,8	1,7	2,153	2,27	0,89	3,78	38,3	9,45

№ СиПР	Эксплуатирующая организа- ция	Диспетчерское наименование ПС	Класс напря жения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Резерв/дефицит мощности на 01.01.2022	
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020	Июнь 2021	Декабрь 2021	МВА	% загрузки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Приволжье» - «Нижновэнерго»													
272	Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго	ПС 110 кВ Сортировочная-тяговая	110/27,5/6	40	25	40	4,91	19,18	12,855	20,486	н.д.	н.д.	4,514	18,06
	Московский район													
265	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Мещерская	110/10/6	25	25		15,6	19,81	7,717	12,92	13,34	17,05	6,44	79,24
266	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Новосормовская	110/6	25(40)	25(40)		16,8	23,93	15,52	23,67	19,27	24,22	2,03	96,88
	НАГОРНАЯ ЧАСТЬ													
38	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС	ПС 220 кВ Нагорная	220	200			60,81	70,03	61,85	79,95	92,6	откл.	157,19	39,3
39					200		60,51	69,43	61,54	79,34	47,88	121,9		
40						200	57,96	66,17	58,5	75,82	87,79	120,91		
	Приокский район													
254	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Кузнечиха	110/10	40	40		18,39	20,54	16,074	22	18,6	23,16	18,84	57,9
256	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Мыза	110/6	40	40		26,21	33,14	23,815	35,09	17,32	35,98	6,02	89,95
258	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ольгино	110/6	16	16		6,24	7	6,562	6,82	6,17	6,79	9,8	43,75
	Нижегородский район													

№ СиПР	Эксплуатирующая организа- ция	Диспетчерское наименование ПС	Класс напря жения ПС,кВ	Sном тр-ров, МВА			Нагрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Резерв/дефицит мощности на 01.01.2022	
				Т-1	Т-2	Т-3	Июнь 2019	Декабрь 2019	Июнь 2020	Декабрь 2020	Июнь 2021	Декабрь 2021	МВА	% загрузки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
252	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Артемовская	110/6	10	10		7,11	8,89	6,851	8,8	7,11	9,37	1,13	93,7
348	ООО «Специнвестпроект»	ПС Старт	110	40	40		12,46	12,03	9,91	13,48	11,86	13,32	26,68	33,3
	Советский район													
253	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Ковалиха	110/6	32	40		22,61	26,96	21,595	30,95	26	27,01	2,65	96,75
			110/10				1,24	0,6	0,8	0,92	0,76	0,89	20,08	4,6
257	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ НИИ-ТОП	110/6	25	25		7,95	13,06	9,38	12,11	9,43	12,95	0,165	104,48
			110/10				8,9	7,81	6,72	7,26	7,6	7,95	5,175	63,6
259	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Печерская	110/10/6	25	25		13,15	18,76	12,89	18,17	12,54	17,39	7,49	75,04
260	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Приокская	110/6	31,5	31,5		23,43	30,58	23,39	31	23,59	31,28	1,795	99,3
261	филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Нижновэнерго»	ПС 110 кВ Свердловская	110/10	63	63	32	6,66	8,43	6,402	8,65	7,28	9,79	23,285	31,08
			110/6				36,49	40,54	27,466	38,83	29,78	44,01	22,14	69,86

Показатели свидетельствуют о наличии резерва мощности на всех подстанциях, кроме ПС 110 кВ Ленинская.

Общая мощность подстанций 220 /110, от которых осуществляется подача на ПС 110/10/6 и далее потребителям, составляет 1 000 МВА, на каждой ПС имеется резервный трансформатор. Общий объем резерва подстанций 220/110 в 2021 году составил 369 МВА, что составляет 61,5% общей мощности подстанций.

Общая мощность подстанций 110/10/6, от которых осуществляется подача потребителям, составляет 1 902 МВА, на каждой ПС имеется резервный трансформатор. Общий объем резерва подстанций 110/10/6 в 2021 году составил 564,6 МВА, что составляет 62,6% общей мощности подстанций.

«Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2022-2026 годы» (СИПР), утвержденной Указом Губернатора Нижегородской области от 22.04.2022 № 72, на территории городского округа город Нижний Новгород предлагается умеренно-оптимистический (дополнительный) вариант развития энергосистемы Нижегородской области. В городском округе город Нижний Новгород предусмотрено строительство новых ПС 110 кВ.

В соответствии с СИПР и Инвестиционной программой ПАО «Россети Центр и Поволжье» на 2022 – 2026 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 22.12.2021 № 24@. в перспективный период до 2030 года планируется строительство и реконструкция подстанций с увеличением мощностей:

В 2022 году:

- Строительство однотрансформаторной подстанции типа КТП-БК с трансформатором мощностью 250 кВА в Автозаводском районе (п.Нагулино стр.ТП504);
- Строительство однотрансформаторной подстанции типа КТП-БК с трансформатором мощностью 250 кВА в Автозаводском районе (п.Нагулино стр.ТП505);
- Строительство двухтрансформаторной ТП-10/0.4 от РП-210 ПС Свердловская (2.0 МВА). Нагорный РЭС. Заявитель ФГАОУ ВО НИУ «Высшая школа экономики» дог. №521049123 от 25.12.2020;
- Строительство ПС 110 кВ Новопокровская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)

В 2025 году:

- Строительство однотрансформаторной подстанции типа КТП-БК с трансформатором мощностью 250 кВА в Автозаводском районе (п.Гнилицы стр.ТП502);
- Реконструкция ПС 110 кВ Приокская с заменой трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВ;
- Реконструкция ПС 110 кВ Приокская, Т-2. Замена трансформатора мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

Перечень перспективных проектов на период 2022 – 2026 годов, включая новое строительство и модернизацию/реконструкцию объектов, требующих увеличение расчетной мощности в размере 150 кВт и более, представлен в разделе 6 Обосновывающих материалов.

В таблице 3.1.40. представлен прогноз резерва (дефицита) мощности по городскому округу город Нижний Новгород до 2030 года.

С учетом плановых величин новых нагрузок, ввода в эксплуатацию объектов электросетевого, а также реализации мероприятий, предусмотренных перспективной схемой электроснабжения (перевод нагрузок между центрами питания), территория обеспечена общим суммарным резервом мощности в долгосрочной перспективе.

Таблица 3.1.40- Прогноз резерва (дефицита) мощности по городскому округу город Нижний Новгород до 2030 года.

№ п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Поступление в сеть ПС	млн.кВт.ч/год	1 580,4	1 640,9	1 653,7	1 675,5	1 682,1	1 688,4	1 694,8	1 708,5
		кВт.ч/час	180417	187314	188782	191265	192025	192737	193466	195 029
2.	Фактическая нагрузка ПС	МВА	971,9	916,4	923,6	935,8	939,5	943,0	946,5	954,2
3.	Мощность трансформаторов:									
3.1.	Мощность трансформаторов (Автозаводская ТЭЦ , Сормовская ТЭЦ)	МВт	855	830	830	830	830	830	830	830
3.1.1.	Ввод мощностей	МВт	0	-25	0	0	0	0	0	0
3.2.	Мощность трансформаторов (ПС 220/110)	МВА	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
3.2.1.	Ввод мощностей	МВА	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3.	Мощность трансформаторов (ПС 110/10/6)	МВА	1877	1902	1985	1985	1985	2002	2002	2002
3.3.1.	Ввод мощностей	МВА	0,0	25,0	82,5	0,0	0,0	17,3	0,0	0,0
4.	Резерв (+), Дефицит (-) мощности на начало года (математический0	МВА	1905,1	1985,6	2060,9	2048,7	2045,0	2058,8	2055,2	2 047,6
		%	66,2	68,4	69,1	68,6	68,5	68,6	68,5	68,2

3.1.2.5.Анализ показателей готовности системы электроснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Одно из главных требований, предъявляемых к системе электроснабжения, – бесперебойность работы. Таким образом, штатный режим работы объектов электросетевого хозяйства не предполагает технологических перерывов. В случае необходимости вывода элемента электрической схемы в ремонт должна быть задействована в работу резервируемая схема электроснабжения. В случае отсутствия возможности резервирования перерывы в электроснабжении возможны.

Надежность работы системы электроснабжения **АО «ЭСК»** за 2021 год составила:

- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час - 0,07110;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки - 0,73371;
- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ, час - 1,71825;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ - 0,47703.

Обобщенный показатель уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ЭСК» за 2021 год составил 0,3.

Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ЭСК» за 2021 год отражены в таблице 3.1.41.

Таблица 3.1.41 - Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ЭСК» за 2021 год

Форма 4.1 - Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг сетевой организации за 2021 год

Акционерное общество "Энергосетевая Компания"

(наименование территориальной сетевой организации)

K = 0,25

№	Наименование показателя	№ формулы (пункта) методических указаний	Значение
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (Пп)	(1)	---
2	Объем недоотпущенной электрической энергии (Пens)	(4)	---
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaidi), час	(2)	0,07110
4	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaifi)	(3)	0,73371
5	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения (Птпр)	7 или 12	1,0000
6	Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг территориальными сетевыми организациями, Птсо	(11)	---
7	Плановое значение показателя Пп, $Пп^{пп}$	пп. 4.1	---
8	Плановое значение показателя Птпр, $Птпр^{пп}$	пп. 4.1	0,8975
9	Плановое значение показателя Птсо, $Птсо^{пп}$	пп. 4.1	---
10	Плановое значение показателя Пens, $П^{пп}ens$	пп. 4.1	---
11	Плановое значение показателя Пsaidi, $П^{пп}saidi$	пп. 4.2	0,0600
12	Плановое значение показателя Пsaifi, $П^{пп}saifi$	пп. 4.2	1,0000
13	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад (для Пп)	пп. 5	---
14	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад1 (для Пsaidi)	пп. 5	0
15	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад2 (для Пsaifi)	пп. 5	1
16	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач (организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью)	пп. 5	---
17	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач1 (для Птпр) технологические присоединения	пп. 5	0
18	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач2	пп. 5	---
19	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач3 (исполнение Единых стандартов качетва обслуживания)	пп. 5	0

И.о. генерального директора (должность) Маланьин К.В. (Ф.И.О.) (подпись)

Форма 4.2 - Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2021 год

Акционерное общество "Энергосетевая Компания"

(наименование территориальной сетевой организации)

№	Наименование показателя	№ формулы (пункта) методических указаний	Значение
1	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад	п.5	---
2	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад1	п.5	0
3	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад2	п.5	1
4	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг (ЕНЭС), Ккач	п.5	---
5	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач1	п.5	0
6	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач2	п.5	---
7	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач3	п.5	0
8	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг, Коб	п.5	0,30

И.о. генерального директора (должность) Маланьин К.В. (Ф.И.О.) (подпись)

Надежность работы системы электроснабжения **ООО «НЭСК»** за 2020 год составила:

- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час - 0;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки - 0;
- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ, час - 0;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ - 0.

Обобщенный показатель уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «НЭСК» за 2020 год составил 0,7.

Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ООО «НЭСК» за 2020 год отражены в таблице 3.1.42.

Таблица 3.1.42 - Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «НЭСК»

N	Показатель	Значение показателя, годы		
		2019	2020	Динамика изменения показателя
1	2	3	4	5
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ($П_{SAIDI}$)	0,2019	0	0,2019
1.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
1.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
1.3	СН2 (1 - 20 кВ)	-	-	-
1.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии ($П_{SAIFI}$)	0,04752	0	0,04752
2.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
2.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
2.3	СН2 (1 - 20 кВ)	-	-	-
2.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) ($П_{SAIDI, иные}$)	-	-	-
3.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
3.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
3.3	СН2 (1 - 20 кВ)	-	-	-
3.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
4	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) ($П_{SAIFI, иные}$)	0	0	0
4.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
4.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
4.3	СН2 (1 - 20 кВ)	-	-	-
4.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
5	Количество случаев нарушения качества электрической энергии, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	-	-	-
5.1	В том числе количество случаев нарушения качества электрической энергии по вине сетевой организации, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	-	-	-

Форма 8.3 - Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций и организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, чей долгосрочный период регулирования начался после (с) 2018 года за 2020 год

(наименование сетевой организации)

№ п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения (значение)
1	2	3
1	Максимальное за расчетный период регулирования число точек поставки сетевой организации, шт., в том числе в разбивке по уровням напряжения:	539
1.1	ВН (110 кВ и выше), шт.	-
1.2	СН-1 (35 кВ), шт.	-
1.3	СН-2 (6-20 кВ), шт.	533
1.4	НН (до 1 кВ), шт.	6
2	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaidi), час	0,00000
3	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaifi)	0,00000
4	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ (Πsaidi, рем), час	0,00000
5	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ (Πsaifi, рем)	0,00000

___Генеральный директор____ Д.А. Недоростков _____

(должность) (Ф.И.О.) (подпись)

Общество с ограниченной ответственностью ИНН 5256133344 "Нижегородская электросетевая компания" ОГРН 1145256007357 г.Нижний Новгород

Форма 4.2 - Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2020 год

ООО "Нижегородская электросетевая компания"

(наименование территориальной сетевой организации)

№	Наименование показателя	№ формулы (пункта) методических указаний	Значение
1	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад	п.5	---
2	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад1	п.5	1
3	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Кнад2	п.5	1
4	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг (ЕНЭС), Ккач	п.5	---
5	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач1	п.5	0
6	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач2	п.5	---
7	Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, Ккач3	п.5	1
8	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг, Коб	п.5	0,70

Генеральный директор **Д.А. Недоростков**

(должность) (Ф.И.О.) (подпись)

Общество с ограниченной ответственностью ИНН 5256133344 "Нижегородская электросетевая компания" ОГРН 1145258007397 г.Нижний Новгород

Надежность работы системы электроснабжения **ООО «Электросети»** за 2021 год составила:

- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час - 0,31222;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки - 0,14851;
- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ, час - 1,32515;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ - 0,1897.

Обобщенный показатель уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «Электросети» за 2021 год составил 0,7.

Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ООО «Электросети» за 2021 год отражены в таблице 3.1.43.

Таблица 3.1.43 - Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ООО «Электросети»

№ п/п	Показатель	Значение показателя, годы		
		2020	2021	Динамика изменения показателя
1	2	3	4	5
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ($П_{SAIDI}$)	0,07836	0,31222	0,25
1.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
1.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
1.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,07836	0,31222	0,25
1.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии ($П_{SAIFI}$)	0,05858	0,14851	0,39
2.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
2.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
2.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,05858	0,14851	0,39
2.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) ($П_{SAIDI, план}$)	4,76275	1,32515	3,59
3.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
3.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
3.3	СН2 (1 - 20 кВ)	4,76275	1,32515	3,59
3.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-
4	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) ($П_{SAIFI, план}$)	0,69701	0,1897	3,67
4.1	ВН (110 кВ и выше)	-	-	-
4.2	СН1 (35 - 60 кВ)	-	-	-
4.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,69701	0,1897	3,67
4.4	НН (до 1 кВ)	-	-	-

№ п/п	Показатель	Значение показателя, годы		
		2020	2021	Динамика изменения показателя
1	2	3	4	5
5	Количество случаев нарушения качества электрической энергии, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	-	-	-
5.1	В том числе количество случаев нарушения качества электрической энергии по вине сетевой организации, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	-	-	-

Надежность работы системы электроснабжения **ООО «Специнвестпроект»** за 2021 год составила:

- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час - 0,90491;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки - 0,07267;
- Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ, час - 0,69667;
- Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ - 0,11484.

Обобщенный показатель уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «Электросети» за 2021 год составил 0,7.

Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ООО «Электросети» за 2021 год отражены в таблице 3.1.44.

Таблица 3.1.44 - Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг ООО «Электросети» за 2021 год

2. Информация о качестве услуг по передаче электрической энергии.

2.1. Показатели качества услуг по передаче электрической энергии в целом по се организации в отчетном периоде, а также динамика по отношению к году, предшествующему отчетному

N	Показатель	Значение показателя, годы		
		2020г.	2021г.	Динамика изменения показателя
1	2	3	4	5
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии $П_{SAIDI}$	0,07870	0,90491	1050%
1.1	ВН (110 кВ и выше)	0,00000	0,00000	н/д
1.2	СН1 (35 - 60 кВ)	0,00000	0,00000	н/д
1.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,00054	0,00125	131%
1.4	НН (до 1 кВ)	0,07816	0,90366	1056%
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии $П_{SAIFI}$	0,03596	0,07267	102%
2.1	ВН (110 кВ и выше)	0,00000	0,00000	н/д
2.2	СН1 (35 - 60 кВ)	0,00000	0,00000	н/д
2.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,00017	0,00071	316%
2.4	НН (до 1 кВ)	0,03579	0,07197	101%

3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) $П_{SAIDI, план}$	2,00891	0,69667	-65%
3.1	ВН (110 кВ и выше)	0,00000	0,00000	н/д
3.2	СН1 (35 - 60 кВ)	0,00000	0,00000	н/д
3.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,00000	0,00106	н/д
3.4	НН (до 1 кВ)	2,00891	0,69561	-65%
4	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации (смежной сетевой организации, иных владельцев объектов электросетевого хозяйства) $П_{SAIFI, план}$	0,35775	0,11484	-68%
4.1	ВН (110 кВ и выше)	0,00000	0,00000	н/д
4.2	СН1 (35 - 60 кВ)	0,00000	0,00000	н/д
4.3	СН2 (1 - 20 кВ)	0,00000	0,00018	н/д
4.4	НН (до 1 кВ)	0,35775	0,11467	-68%
5	Количество случаев нарушения качества электрической энергии, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	0	0	0%
5.1	В том числе количество случаев нарушения качества электрической энергии по вине сетевой организации, подтвержденных актами контролирующих организаций и (или) решениями суда, штуки	0	0	0%

Генеральный директор (должность) Афанасьев К.М. (Ф.И.О.) (подпись)

Форма 1.3. Расчет показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации.

ООО "Специнвестпроет"

Наименование сетевой организации

Максимальное за расчетный период регулирования число точек поставки потребителей услуг сетевой организации, шт.	11311
Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi), час	0,90491
Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi), шт.	0,07267

Генеральный директор — Должность

Афанасьев К.М. — Ф.И.О.

Подпись

Эксплуатация системы электроснабжения РСО производиться с высокой степенью надежности. Проблемы в части показателей готовности системы электроснабжения отсутствуют.

Программа комплексного развития в сфере электроснабжения включает в себя мероприятия по реконструкции источников и сетей электроснабжения на основании Схемы и программы развития электроэнергетики Нижегородской области на 2021–2025 гг., Генеральным планом городского округа город Нижний Новгород, Инвестиционных программ и программ по повышению надежности электроснабжения сетевых организаций электроснабжения.

Мероприятия нацелены на увеличение протяженности сетей в новых микрорайонах и реконструкции трансформаторных подстанций, что позволит обеспечить текущую и перспективную потребность в электрической энергии.

3.1.2.6.Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Анализ выбросов, сбросов, шумовых воздействий

Вредное воздействие на экологию со стороны объектов электроэнергетики в процессе эксплуатации ограничивается воздействием при строительстве и воздействием при утилизации демонтированного оборудования и расходных материалов.

При строительстве объектов энергетики происходит вырубка лесов (просеки под

трассы ЛЭП), нарушение почв (земляные работы), нарушение естественной формы водоемов (отсыпки).

Элементы системы электроснабжения, оказывающие воздействие на окружающую среду после истечения нормативного срока эксплуатации:

–масляные силовые трансформаторы и высоковольтные масляные выключатели;

–аккумуляторные батареи;

–масляные кабели.

Для снижения площади лесов, уничтожаемых при строительстве объектов электроэнергетики, необходимо соблюдать нормативную ширину охранных зон ЛЭП при строительстве либо занижать ее в допустимых пределах, принимая ее величину минимально допустимой для условий стесненной прокладки.

Для снижения вредного воздействия на почвы при строительстве необходимо соблюдать технологию строительства, установленную нормативной документацией для данного климатического района.

Масляные силовые трансформаторы и высоковольтные масляные выключатели несут опасность разлива масла и вероятность попадания его в почву и воду. Во избежание разливов необходимо соблюдать все требования техники безопасности при осуществлении ремонтов, замены масла и т.д. Необходима правильная утилизация масла и отработавших трансформаторов и выключателей.

Для исключения опасности нанесения ущерба окружающей среде возможно применение сухих трансформаторов и вакуумных выключателей вместо масляных.

Эксплуатация аккумуляторных батарей сопровождается испарением электролита, что представляет опасность для здоровья людей. Также АКБ несут опасность разлива электролита и попадания его в почву и воду. Во избежание нанесения ущерба окружающей среде необходима правильная утилизация отработавших аккумуляторных батарей.

Масляные кабели по истечении срока эксплуатации остаются в земле и при дальнейшем старении, происходит разрушение изоляции и попадание масла в почву. Для предотвращения данного воздействия необходимо использовать кабели с пластмассовой изоляцией либо с изоляцией из сшитого полиэтилена.

На территории городского округа город Нижний Новгород располагаются источники генерации электроэнергии – Автозаводская и Сормовская ТЭЦ.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» проводит работу в области экологической безопасности по нескольким направлениям: организационные мероприятия, мероприятия по нормированию и производственному контролю вредного воздействия на окружающую природную среду и технологические мероприятия по совершенствованию экологической деятельности.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» имеет утвержденные нормативы выбросов в атмосферу, сбросов вредных веществ в р. Оку и нормативы образования отходов и лимиты их размещения.

На предприятии силами собственной аккредитованной группы наладки и испытаний тепломеханического оборудования осуществляется регулярный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов вредных веществ от котлоагрегатов. Проводится регулярный контроль за содержанием вредных веществ в санитарно-защитной зоне, контроль поверхностных вод реки Оки и сбрасываемых сточных вод на химические и бактериологические показатели с привлечением аккредитованных лабораторий.

Таблица 3.1.45 – Показатели выбросов вредных веществ на Автозаводской ТЭЦ

№ п/п	Экологические показатели	Единица измерения - тонны	2020 г.	2020 г.	
			Факт по итогам года	Наименование мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ	План/цель

1	2		3	4	5	6
I	Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:				1. Проведение производственного экологического контроля в области охраны атмосферного воздуха в части соблюдения нормативов допустимых выбросов	Соблюдение установленных нормативов допустимых выбросов.
	1.1.	оксиды азота	т.	5 160,683		
	1.2.	диоксид серы	т.	24,800		
	1.3.	твердые вещества	т.	0,527		
	1.4.	летучие органические вещества	т.	1,694	2.Осуществление лабораторно-производственного контроля качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны предприятия	Соблюдение природоохранного законодательства
	1.5.	оксид углерода	т.	0,682		
	1.6.	углеводороды (без летучих органических соединений)	т.	0,005		
	1.7.	Прочие газообразные и жидкие	т.	0,037		
	Итого:		т.	5 188,428		

ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ) в рамках инвестиционной программы проводит мероприятия, направленные на повышение надежности и экологичности оборудования ТЭЦ, в целях снижения объемов выбросов вредных веществ в окружающую среду, сокращения удельного расхода электрической энергии, снижения уровня шума. Проведение мероприятий важно ввиду расположения ТЭЦ рядом с селитебной частью Московского и Сормовского районов города.

Так в 2020 году проведены строительно-монтажные работы по оснащению трубопроводов продувки пароперегревателей котлоагрегатов глушителями шума. Выполнение данных мероприятий повышает надежность и экологические характеристики работы котельного оборудования ТЭЦ, снижает затраты на ремонт и техническое обслуживание при ремонтах, снижает уровень шума.

В 2020 году проведен монтаж частотного регулирования сетевых насосов. Монтаж частотно регулируемых приводов решает задачи улучшения режимов и повышения надежности работы оборудования при снижении нагрузки. Настоящее мероприятия повышает надежность и безопасность работы основного и вспомогательного оборудования СТЭЦ, снижает энергопотребление до 60%.

Электромагнитные поля от трансформаторного оборудования не выходят за металлические ограждающие кожуха.

При транспортировке и распределении электрической энергии воздействия на окружающую среду минимальны и выражены незначительными шумами и техногенными авариями на трансформаторных подстанциях, влекущие за собой протекание масла.

Основные направлениями работы территориальных сетевых организаций в области экологической политики являются:

-снижение доли морально устаревшего оборудования, используемого на объектах электросетевого комплекса и содержащего опасные вещества;

-снижение объемов вырубок лесных насаждений при прокладке и содержании просек при прохождении ВЛ в лесных массивах;

-снижение негативного воздействия на окружающую среду при строительстве объектов электросетевого комплекса.

Основными целевыми показателями реализации экологической политики для организаций электросетевого комплекса являются:

-вывод из эксплуатации 100% оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы, с последующей передачей его на уничтожение;

-сохранение биоразнообразия, включая проведение мероприятий в целях предотвращения сокращения численности птиц;

-постоянное совершенствование системы экологического менеджмента в целях улучшения экологической результативности работы организаций;

-снижение расхода топливно-энергетических ресурсов на производственно-хозяйственные нужды;

-увеличение доли легкового автотранспорта, работающего на экологически чистом виде топлива.

Основными направлениями реализации экологической политики являются:

-соблюдение требований и норм, установленных природоохранным законодательством РФ и международными правовыми актами в области охраны окружающей среды;

-установление единых экологических требований к деятельности организаций электросетевого комплекса;

-расширение международного сотрудничества в области использования экологически «чистых» и энергетически эффективных технологий и оборудования;

-приоритет принятия мер по предупреждению вредного воздействия на окружающую природную среду над реализацией мероприятий по ликвидации экологических негативных последствий такого воздействия;

-проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

-использование в электросетевом комплексе технологий и инноваций, обеспечивающих соблюдение природоохранных требований и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, включая применение кабельных линий и самонесущих изолированных проводов в распределительном сетевом комплексе, а также сверхвысоких опор для ВЛ напряжением 110 кВ и выше;

-замещение бензина и дизельного топлива экологически «чистыми» видами моторного топлива и применение электротранспорта в организациях электросетевого комплекса;

-ограничение ведения производственной и строительной деятельности на территориях, имеющих особое природоохранное значение;

-обеспечение сохранения биологического разнообразия и восстановление нарушенных земель;

-поэтапный вывод из эксплуатации оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы, а также маслонаполненного оборудования с заменой на экологически безопасное;

-обеспечение экологически безопасного обращения с отходами производства;

-обеспечение соблюдения подрядными организациями в процессе проектирования, строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого комплекса требований законодательства РФ в области охраны окружающей среды и экологической безопасности;

-обеспечение открытости и доступности экологической информации, информирование всех заинтересованных сторон о произошедших авариях, их экологических последствиях и мерах по ликвидации;

-совершенствование системы производственного экологического контроля;

-активное участие в совершенствовании нормативно-правовой базы в области охраны окружающей среды и экологической безопасности;

-вовлечение персонала в деятельность, направленную на обеспечение экологической безопасности, охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов;

-повышение квалификации персонала, обслуживающего объекты электросетевого комплекса, в области охраны окружающей среды и экологической безопасности.

3.1.3. Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы электроснабжения городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах), установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2021 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

1.Финансовые результаты деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» (включая филиал «Нижновэнерго») за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.1.46.

Таблица 3.1.46 – Финансовые результаты деятельности ПАО «Россети Центр и Приволжье» за 2019 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	Ресурсоснабжающая организация	
		ПАО «Россети Центр и Приволжье» (включая филиал «Нижновэнерго»)	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	96 588 200	96 343 100
2.	Себестоимость продаж	83 056 100	80 779 600
3.	Валовая прибыль (убыток)	13 532 100	15 563 500
4.	Коммерческие и управленческие расходы	1 020 070	944 318
5.	Прибыль (убыток) от продаж	12 512 030	14 619 182
6.	Прочие внереализационные доходы	2 898 425	4 560 265
7.	Прочие внереализационные расходы	6 092 660	11 914 630
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	9 317 795	7 264 817
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	2 271 905	2 114 707
10.	Чистая прибыль (убыток)	7 045 890	5 150 110
11.	Дебиторская задолженность	28 957 500	24 424 200

По данным бухгалтерской отчетности ПАО «Россети Центр и Приволжье» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – прибыль в размере 7 045,89 млн. руб. (за 2019 год – прибыль 5 150,11 млн. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2020 составила 28 957,5 млн. руб., на 31.12.2019 – 24 424,2 млн. руб.

В целях подготовки электросетевого комплекса ПАО «Россети Центр и Приволжье» к прохождению отопительного сезона, повышения эффективности ремонтно-эксплуатационной деятельности и надежности работы объектов электросетевого хозяйства сформирована и реализуется Ремонтная программа (см. раздел 3.1.2.1).

2.Финансовые результаты деятельности ПАО «Т ПЛЮС» (включая филиал Нижегородской ПАО «Т Плюс») за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.1.47.

Таблица 3.1.47 – Финансовые результаты деятельности ПАО «Т ПЛЮС» за 2019 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	Ресурсоснабжающая организация

		ПАО «Т ПЛЮС» (включая филиал Нижегородской ПАО «Т Плюс»)	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
	В целом по предприятию		
1.	Выручка	227 537 000	235 584 000
2.	Себестоимость продаж	198 069 000	201 566 000
3.	Валовая прибыль (убыток)	29 468 000	34 018 000
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	29 468 000	34 018 000
6.	Прочие внереализационные доходы	35 254 543	26 168 580
7.	Прочие внереализационные расходы	34 876 730	39 148 900
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	29 845 813	21 037 680
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	6 232 613	4 623 580
10.	Чистая прибыль (убыток)	23 613 200	16 414 100
11.	Дебиторская задолженность	94 894 000	75 492 900

По данным бухгалтерской отчетности ПАО «Т ПЛЮС» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – прибыль в размере 23 612,3 млн. руб. (за 2019 год – прибыль 16 414,4 млн. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2020 составила 94 894,0 млн. руб., на 31.12.2019 – 75 492,9 млн. руб.

3.Финансовые результаты деятельности АО «ЭСК» за 2019 – 2021 гг. представлены в табл. 3.1.48.

Таблица 3.1.48 – Финансовые результаты деятельности АО «ЭСК» за 2019 – 2021 гг.

№ п/п	Показатели	Ресурсоснабжающая организация		
		АО «ЭСК»		
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию		
1.	Выручка	466 501	526 307	512 066
2.	Себестоимость продаж	462 983	481 766	442 365
3.	Валовая прибыль (убыток)	3 518	44 541	69 701
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	3 518	44 541	69 701
6.	Прочие внереализационные доходы	14 440	12 351	17 108
7.	Прочие внереализационные расходы	6 453	8 981	17 161
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	11 505	47 911	69 648
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	2 364	9 816	14 316
10.	Чистая прибыль (убыток)	9 141	38 095	55 332
11.	Дебиторская задолженность	38 879	44 596	36 226

По данным бухгалтерской отчетности АО «ЭСК» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 9 141 тыс. руб. (за 2020 год – прибыль 38 095 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 55 332 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 38 879 тыс. руб., на 31.12.2020 составила 44 596 тыс. руб., на 31.12.2019 – 36 226 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «ЭСК» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2021 год в сфере оказания услуг на

оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.5.

Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Наименование организации: АО "Энергосетвая Компания" (АО "ЭСК")
ИНН: 5262054490
КПП: 525601001
Долгосрочный период регулирования: 2021 - 2025 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021		Примечание ***
			план *	факт **	
I	Структура затрат	x	x	x	x
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	280 664	319 444	
1.1	**Подконтрольные расходы, всего**	**тыс. руб.**	**304 337,32**	**253 683**	
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	200 154	124 439	
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	3 266,23	11 046	установка ПУ
1.1.1.2	на ремонт	тыс. руб.			
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	196 887,59	113 393	
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.	196 888	113 393	
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	88 499,29	97 214	
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	22 267,20	31 575	
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.			
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.	21 456,91	19 816	
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (с расшифровкой)****	тыс. руб.	810	1 265	
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.	-6 583	456	в плане корректировка по бенчу
1.2	**Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ, всего**	**тыс. руб.**	**48 931,70**	**65 761**	
1.2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс. руб.			
1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.	980	1 065	
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.	6 622	16 680	Сумма арендных платежей превышает расходы арендодателей на амортизацию и налог на имущество
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	26 904	23 104	
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.			
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	3 528	8 965	Ввод основных средств
1.2.7	прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.			
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.		2 364	
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.	534	1 582	Приобретение в собственность недвижимого имущества и земельного участка

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021		Примечание ***
			план *	факт **	
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.	9 946	11 370	
1.2.10.1	Справочно: "Количество льготных технологических присоединений"	ед.		204	
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)	тыс. руб.			
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	418	631,89	теловая энергия, ГВС
1.3	**недополученный по независящим причинам доход (+)/избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (-)**	**тыс. руб.**	**-72 605**		
II	Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2 + пункт 1.1.2.1 + пункт 1.1.3.1)	тыс. руб.	196 888	113 393	
III	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	тыс. руб.	162 398	148 531	
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	45	46	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб./МВт.ч.	3,62	3,21	
IV	Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями	х	х	х	х
1	общее количество точек подключения на конец года	шт.	17 586	17 586	
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	253,23	257,22	
2.1	в том числе трансформаторная мощность подстанций на СН2 уровне напряжения	МВа	253,23	257,22	
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у.е.	2 846,31	2 925,17	
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на СН2 уровне напряжения	у.е.	1 545,96	1 572,81	
3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на НН уровне напряжения	у.е.	1 300,35	1 352,36	
4	Количество условных единиц по подстанциям, всего	у.е.	5 278,80	5 358,60	
4.1	в том числе количество условных единиц по подстанциям на СН2 уровне напряжения	у.е.	5 278,80	5 358,60	
5	Длина линий электропередач, всего	км	1 029,62	1 059,67	
5.1	в том числе длина линий электропередач на СН2 уровне напряжения	км	463,14	470,82	
5.2	в том числе длина линий электропередач на НН уровне напряжения	км	566,48	588,86	
6	Доля кабельных линий электропередач	%	77%	76%	
7	Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.		15528	
7.1	в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.		15528	
8	норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России *****	%	11,395	х	х

И.о. генерального директора К.В.Маланьин

Руководитель ПЭБ Л.В. Кабаргина

Рисунок 3.1.5 - Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «ЭСК» за 2021 год

4.Финансовые результаты деятельности ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК») за 2020 – 2021 гг. представлены в табл. 3.1.49.

Таблица 3.1.49 - Финансовые результаты деятельности ООО «Нижегородская электросетевая компания» (ООО «НЭСК») за 2020 – 2021 гг

№ п/п	Показатели	ООО «Нижегородская электросетевая компания»	
		В целом по предприятию	
		Факт 2021 г., тыс.руб.	Факт 2020 г., тыс.руб.
1.	Выручка	293 788	224208
2.	Себестоимость продаж	241 005	246684
3.	Валовая прибыль (убыток)	52 783	-22476
4.	Коммерческие и управленческие расходы	16 246	12388
5.	Прибыль (убыток) от продаж	36 537	-34864
6.	Прочие внереализационные доходы	376 430	1615
7.	Прочие внереализационные расходы	329 563	12025
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	83 404	-45274
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	16 781	-8997
10.	Чистая прибыль (убыток)	66 623	-36277
11.	Дебиторская задолженность	35 025	11543

По данным бухгалтерской отчетности ООО «НЭСК» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 66 623 тыс. руб. (за 2020 год – убыток 36 277 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 35 025 тыс. руб., на 31.12.2020 – 11 543 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «НЭСК» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.6.

Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Наименование организации: ООО "Нижегородская электросетевая компания"
ИНН: 5256133344
КПП: 525601001
Долгосрочный период регулирования: 2019 - 2023 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021		Примечание ***
			план *	факт **	
1	Структура затрат	х	х	х	х
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	95 311,15	146 895,05	РСТ НО в плане 2021 г. учтены затраты на ТО и ППР сетей не в полном объеме
1.1	Подконтрольные расходы, всего	тыс. руб.	90 336,22	95 763,71	РСТ НО в плане 2021 г. учтены затраты на ТО и ППР сетей не в полном объеме
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	85 038,02	26 344,16	РСТ НО в плане 2021 г. учтены затраты на ТО и ППР сетей не в полном объеме
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	0,00	15 833,35	Данные затраты в плане были учтены по статье услуги производственного характера,т.к. был договор с "Заводскими сетями на ТО и ППР
1.1.1.2	на ремонт	тыс. руб.	21 840,61	5 794,68	Учтены затраты на ТО И ТР
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	63 197,41	4 716,13	По плану РСТ утвердило затраты на услуги ТО и ППР с ООО "Заводских сетей" ,а в 2020г был перевод персонала
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.		0,00	
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	4 574,86	64 557,39	Затраты на оплату труда промышленно-производственного персонала по передаче электрической энергии (перевод персонала "Заводских сетей "в ООО "НЭСК"
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	723,34	4 862,16	рост затрат по факту 2021 г. связан с заключением договора оказания юридических услуг, а также доп. затратами по договору проведения аудиторской проверки бух. Отчетности,страховка ,уборка,дератизация,транспортные услуги
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.			
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.	0,00	201,78	
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (с расшифровкой)****	тыс. руб.	723,34	4 660,38	
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.	0,00	0,00	
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.2	Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ, всего	тыс. руб.	16 251,56	51 131,34	Отклонения по аренде и соц. отчислениям - см. ниже
1.2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс. руб.	0,00	0,00	

1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.	0,00	0,00	
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.	10 171,01	29 583,99	По факту 2021 г. стоимость аренды оплачена арендодателю по рыночной цене, а РСТ учтена по плану 2021 г.- в размере возмещения затрат на амортизацию и налоги
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 464,27	13 411,39	Рассчитывается в % от фактического ФОТ
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.		0,00	
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	4 616,28	6 538,36	
1.2.7	налог на величину капитальных вложений	тыс. руб.		0,00	
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.	0,00		
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.	0,00	45,48	земельный и транспортный налоги
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	
1.2.10.1	Справочно: "Количество льготных технологических присоединений"	ед.	0,00	3,00	
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)	тыс. руб.	0,00	0,00	
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	0,00	1 552,12	
1.3	недополученный по независящим причинам доход (+)/избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (-)	тыс. руб.	-11 276,63	0,00	
II	Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2 + пункт 1.1.2.1 + пункт 1.1.3.1)	тыс. руб.	21 840,61	5 794,68	
III	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	тыс. руб.	103 601,71	101 497,72	
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	29 189,00	30 762,23	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб./МВт*ч	3,55	3,30	
IV	Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями	х	х	х	
1	общее количество точек подключения на конец года	шт.	533,00	539,00	
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	1 476,05	1 470,89	
2.1	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения ВН	МВа	560,00	560,00	
2.2	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН2	МВа	916,05	910,89	
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у.е.	2 353,85	2 404,68	
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения ВН	у.е.	0,16	0,16	

3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения СН2	у.е.	2 353,57	2 403,05	
3.3.	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения НН	у.е.	0,12	1,47	
4	Количество условных единиц по подстанциям, всего	у.е.	4 534,50	4 572,10	
4.1	в том числе Количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения ВН	у.е.	473,60	487,60	
4.2	в том числе Количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН2	у.е.	4 060,90	4 084,50	
5	Длина линий электропередач, всего	км	672,71	687,27	
5.1	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения ВН	км	0,10	0,10	
5.2.	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения СН2	км	672,61	686,59	
5.3	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения НН	км	0,08	0,58	
6	Доля кабельных линий электропередач	%	99,99%	99,90%	
7	Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.	0,00	69 251,20	
7.1	в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	6 250,00	
8	норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России *****	%	4,55	4,32	

Генеральный директор ООО "НЭСК" **Д.А.Недоростков**

Примечание:

* В случае определения плановых значений показателей органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в столбце «План» указываются соответствующие значения. Плановые значения составляющих подконтрольных расходов раскрываются в отношении расходов, учтенных регулирующим органом на первый год долгосрочного периода регулирования.

** Информация о фактических затратах на оказание регулируемых услуг заполняется на основании данных раздельного учета расходов по регулируемым видам деятельности.

*** При наличии отклонений фактических значений показателей от плановых значений более чем на 15 процентов в столбце <Примечание> указываются причины их возникновения.

**** В соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

***** В соответствии с пунктом 4.2.14.8 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2008 № 400.

Рисунок 3.1.6 - Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «НЭСК»

5.Финансовые результаты деятельности МП «Инженерные сети» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.1.50.

Таблица 3.1.50 – Финансовые результаты деятельности МП «Инженерные сети» за 2019 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	Ресурсоснабжающая организация	
		МП «Инженерные сети»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	150 754	112 890
2.	Себестоимость продаж	542 439	445 644
3.	Валовая прибыль (убыток)	-391 685	-332 754
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	-391 685	-332 754
6.	Прочие внереализационные доходы	427 454	357 435
7.	Прочие внереализационные расходы	11 714	1 462
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	24 055	23 219

№ п/п	Показатели	Ресурсоснабжающая организация	
		МП «Инженерные сети»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	7 090	2 513
10.	Чистая прибыль (убыток)	16 965	20 706
11.	Дебиторская задолженность	42 282	35 695

По данным бухгалтерской отчетности МП «Инженерные сети» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – прибыль в размере 16 965 тыс. руб. (за 2019 год – прибыль 20 706 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2020 составила 42 282 тыс. руб., на 31.12.2019 – 35 695 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МП «Инженерные сети» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2020 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.7.

Подготовлено с использованием системы ГАРАНТ

Приложение 2
к приказу Федеральной службы по тарифам
от 24 октября 2014 г. № 1831-э

Раскрытие информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Наименование организации: МП "Инженерные сети"
ИНН: 5262075980
КПП: 526201001
Долгосрочный период регулирования: 2021 — 2023 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2020 год		Примечание3
			план[1]	факт[2]	
I	Структура затрат	X	X	X	X
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	22337,56	89312,48	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.1	Подконтрольные расходы, всего	тыс. руб.	13077,52	69418,78	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	5022,51	2189,48	Договор оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) заключен 24.04.2020. Отсутствие средст.
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	5022,51	2189,48	Договор оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) заключен 24.04.2020. Отсутствие средст.
1.1.1.2	на ремонт	тыс. руб.			
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.			
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	7050,83	24558,78	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	1004,17	42670,52	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.			
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.			
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (работы и услуги непроизводственного характера)[4]	тыс. руб.	652,22	2310,84	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.2	Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ, всего	тыс. руб.	9260,05	19893,69	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.2.1	Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС»	тыс. руб.			
1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.			
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.			
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2136,4	7441,31	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.			
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	7123,64	12452,39	Не учтены в полном объеме фактические затраты при утверждении тарифа РСТ НО
1.2.7	прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.			
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.			
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.			
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.			
1.2.10.1	Справочно: «Количество льготных технологических присоединений»	ед.			
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)	тыс. руб.			
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.			

Подготовлено с использованием системы ГАРАНТ

1.3	недополученный по независящим причинам доход (+) / избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (–)	тыс. руб.			
II	Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2+пункт 1.1.2.1+пункт 1.1.3.1)	тыс. руб.			
III	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	тыс. руб.	33482,39	29667	
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	8,742	8,742	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб.	33482,39	29667	
IV	Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями	X	X	X	X
1	общее количество точек подключения на конец года	шт.	287	287	
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	50,662	50,662	
2.n	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН2	МВа			
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у. е.	134,15	244,78	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения СН2	у. е.	111,44	199,18	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения НН	у. е.	22,71	45,6	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
4	Количество условных единиц по подстанциям, всего	у. е.	546,4	1225,8	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
4.n	в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН2	у. е.	546,4	1225,8	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
4.n	в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения НН	у. е.			
5	Длина линий электропередач, всего	км	40,25	74,59	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
5.1	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения СН2	км	31,84	57,34	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
5.2	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения НН	км	8,41	17,25	Закреплениевновь на праве хозяйственного веденияимущества
6	Доля кабельных линий электропередач	%		100	
7	Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.			
7.1	в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.			
8	норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России[5]	%		X	X

Примечание:

[1] В случае определения плановых значений показателей органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в столбце <план> указываются соответствующие значения. Плановые значения составляющих подконтрольных расходов раскрываются в отношении расходов, учтенных регулирующим органом на первый год долгосрочного периода регулирования.

[2] Информация о фактических затратах на оказание регулируемых услуг заполняется на основании данных раздельного учета расходов по регулируемым видам деятельности.

[3] При наличии отклонений фактических значений показателей от плановых значений более чем на 15 процентов в столбце <Примечание> указываются причины их возникновения.

[4] В соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

[5] В соответствии с пунктом 4.2.14.8. Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2008 № 400.

Директор А.А. Васильев

Муниципальное предприятие Советский район г Нижний Новгород МП «Инженерные сети»

Рисунок 3.1.7 - Результаты финансово-хозяйственной деятельности МП «Инженерные сети» за 2020 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии

6.Финансовые результаты деятельности ООО «Электросети» за 2019 – 2021 гг. представлены в табл. 3.1.51.

Таблица 3.1.51 – Финансовые результаты деятельности ООО «Электросети» за 2019 – 2021 гг.

№ п/п	Показатели	ООО «Электросети»		
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
	В целом по предприятию			
1.	Выручка	356 609	352 950	357 077
2.	Себестоимость продаж	333 133	340 987	317 009
3.	Валовая прибыль (убыток)	23 476	11 963	40 068
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	23 476	11 963	40 068
6.	Прочие внереализационные доходы	50 618	21 948	10 101
7.	Прочие внереализационные расходы	50 535	23 742	8 093
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	23 559	10 169	42 076
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	4 785	2 085	8 614
10.	Чистая прибыль (убыток)	18 774	8 084	33 462
11.	Дебиторская задолженность	51 073	44 673	35 505

По данным бухгалтерской отчетности ООО «Электросети» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 18 774 тыс. руб. (за 2020 год – прибыль 8 084 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 33 462 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 51 073 тыс. руб., на 31.12.2020 – 44 673 тыс. руб., на 31.12.2019 – 35 505 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Электросети» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.8.

Приложение 2
к приказу Федеральной службы по тарифам
от 24 октября 2014 г. № 1831-э

Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Наименование организации: ООО "Электросети"
ИНН: 5256113940
КПП: 525601001
Долгосрочный период регулирования: 2017 - 2021 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 год		Примечание ***
			план *	факт **	
I	**Структура затрат**	x	x	x	x
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	293 409,88	340 875,08	
1.1	**Подконтрольные расходы, всего**	тыс. руб.	257 677,92	250 191,09	
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	163 048,32	150 481,69	
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	4 848,14	2 092,53	
1.1.1.2	в том числе на ремонт	тыс. руб.		1 256,67	
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	158 200,17	148 389,16	
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.		82 116,22	
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	42 887,65	85 392,68	Перераспределение расходов по статьям 1.1.2, 1.1.3. Фонд оплаты труда управленческого персонала при утверждении НВВ был учтен в составе прочих подконтрольных расходов (п.1.1.3)
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.		9 243,30	
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	51 741,96	14 316,72	Перераспределение расходов по статьям 1.1.2, 1.1.3
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.	201,12	347,61	Выплаты в соответствии с коллективным договором
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.	3 233,94	4 107,84	В 2021 года преимущественное использование стороннего транспорта.
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (с расшифровкой)****	тыс. руб.	48 306,90	9 861,27	Перераспределение расходов по статьям 1.1.2, 1.1.3
	Расшифровка: ремонт основных фондов		334,46		
	услуги связи		322,27	135,82	
	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства		1 033,16	1 170,62	
	Расходы на юридические и информационные услуги		0,00	495,21	
	Расходы на аудиторские и консультационные услуги		679,12	237,39	
	Прочие услуги сторонних организаций		0,00	50,80	
	Расходы на командировки и представительские		0,00	8,88	
	Расходы на подготовку кадров		151,90	166,32	
	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности		2 778,04	1 606,52	
	Расходы на страхование		34,01	3 018,76	
	Другие прочие расходы		42 354,21	1 875,41	
	Электроэнергия на хоз. нужды		490,34	510,73	
	Другие прочие подконтрольные расходы		0,00	270,05	
	Расходы на услуги банков		129,37	314,77	
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных	тыс. руб.			
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.2	**Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ, всего**	тыс. руб.	70 605,84	90 683,99	
1.2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс. руб.			

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 год		Примечание ***
			план *	факт **	
1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.			
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.	4 831,84	3 990,03	
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	13 037,84	22 500,08	Страховые взносы от ФОТ управленческого персонала при утверждении НВВ были учтены в составе прочих подконтрольных расходов (п.1.1.3)
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.			
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	11 207,74	22 863,85	Отличие амортизационных периодов в бухгалтерском учете от максимальных, утвержденных ПП РФ от 01.01.2002 № 1 "О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".
1.2.7	прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.	30 000,00	26 416,48	
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.	7 550,28	4 330,67	Прибыль до налогообложения менее утвержденной величины
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.	1 591,57	5 003,83	
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.	230,00	686,31	Фактические расходы выше утвержденной величины, в том числе за счет реализации мероприятий по обеспечению средствами коммерческого учета
1.2.10.1	Справочно: "Количество льготных технологических присоединений"	ед.	11	36	
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)	тыс. руб.			
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	2 156,56	4 892,76	Расшифровка фактических расходов: Проценты к уплате - 2045,92 тыс.руб. Водоснабжение - 24,76 тыс.руб. Водоотведение - 119,81 тыс.руб. Тепловая энергия - 511,65 тыс.руб. Материалы, приборы и оборудование для обеспечения средствами коммерч. учета ЭЭ (мощности) - 113,35 тыс.руб. Подряд по обеспечению средствами коммерческого учета ЭЭ (мощности) - 2147,11 тыс.руб. Технологическое присоединение к сетям смежных сетевых организаций - 5,85 тыс.руб. Прочие доходы (расходы) -0,25 тыс.руб. Расходы (доходы) прошлых лет, выявленные в отчетном периоде - 0,29 тыс.руб. Расходы от снижения стоимости активов - 19,72 тыс.руб. Штрафы, пени и неустойки по хозяйственным договорам к получению (уплате) - 3,84тыс.руб. Штрафы, пени - 0,2 тыс.руб.
1.3	**недополученный по независящим причинам доход (+)/избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (-)**	тыс. руб.	-34 873,89		При утверждении тарифа на 2021год (план) учтены корректировки по итогам 2019 года: 1) подконтрольных расходов, (ΔПРi); 2) неподконтрольных расходов (ΔНРi); 3) в связи с изменением полезного отпуска и цен (ПОi), 4) с учетом достижения планового значения КНКi; 5) в связи с уровнем исполнения инвестпрограммы, (Bi корр. ИП)
II	**Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2 + пункт 1.1.2.1 + пункт 1.1.1.3.1)**	**тыс. руб.**		**92 616,18**	
III	**Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии**	**тыс. руб.**	**33 103,00**	**25 688,91**	

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 год		Примечание ***
			план *	факт **	
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	7 947,40	8 110,49	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб./МВт. ч.	4,1653	3,1674	
IV	**Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями**	**x**	**x**	**x**	**x**
1	общее количество точек подключения на конец года	шт.	2493	2 525	
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	78,30	95,91	
2.1	в том числе трансформаторная мощность подстанций на СН2 уровне напряжения	МВа	78,30	95,91	
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у.е.	974,08	1117,90	
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на СН1 уровне напряжения	у.е.	24,12	24,12	
3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на СН2 уровне напряжения	у.е.	718,32	759,43	
3.3	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на НН уровне напряжения	у.е.	231,64	334,35	
4	Количество условных единиц по подстанциям, всего	у.е.	2184,10	2349,50	
4.1	в том числе количество условных единиц по подстанциям на СН2 уровне напряжения	у.е.	2184,10	2349,50	
5	Длина линий электропередач, всего	км	384,06	453,59	
5.1	в том числе длина линий электропередач на СН1 уровне напряжения	км	20,10	20,10	
5.2	в том числе длина линий электропередач на СН2 уровне напряжения	км	253,21	269,91	
5.3	в том числе длина линий электропередач на НН уровне напряжения	км	110,75	163,58	
6	Доля кабельных линий электропередач	%	57,27	52,2	
7	Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.	35 340,00	91 227,20	
7.1	в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.		22 990,57	
8	норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России *****	%	1,35	x	x

Примечание:
Фактические данные приведены по состоянию на 01.03.2022 г.
Плановые значения составляющих подконтрольных расходов приведены в отношении расходов, учтенных регулирующим органом на первый год долгосрочного периода регулирования

Информация о фактических затратах на оказание регулируемых услуг заполнена на основании данных раздельного учета расходов по регулируемым видам деятельности
Причины отклонений указаны в отношении показателей, по которым отклонение составило более 15%.

Рисунок 3.1.8 - Результаты финансово-хозяйственной деятельности ООО «Электросети» за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии

7.Финансовые результаты деятельности ООО «Специнвестпроект» за 2021 – 2020 гг. представлены в табл. 3.1.52.

Таблица 3.1.52 – Финансовые результаты деятельности ООО «Специнвестпроект» за 2021 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	ООО «Специнвестпроект»	
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	849 526	767 621
2.	Себестоимость продаж	778 592	766 630
3.	Валовая прибыль (убыток)	70 934	991
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	70 934	991
6.	Прочие внереализационные доходы	75 354	34 605
7.	Прочие внереализационные расходы	60 428	31 926
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	85 861	3 670
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	32 684	18 235
10.	Чистая прибыль (убыток)	53 177	-14 565
11.	Дебиторская задолженность	97 140	219 242

По данным бухгалтерской отчетности ООО «Специнвестпроект» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 53 177 тыс. руб. (за 2020 год – убыток 14 565 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 97 140 тыс. руб., на 31.12.2020 – 219 242 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Специнвестпроект» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.9.

Приложение 2
к приказу Федеральной службы по тарифам
от 24 октября 2014 г. № 1831-э

Форма раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки

Наименование организации: ООО "Специнвестпроект"
ИНН: 5261036875
КПП: 526101001
Долгосрочный период регулирования: 2020 - 2024 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021		Примечание ***
			план *	факт **	
I	Структура затрат	x	x	x	x
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	580 720,23	691 832,76	
1.1	Подконтрольные расходы, всего	тыс. руб.	275 400,95	289 195,30	
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	248 040,18	251 539,80	
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	1 669,66	5 952,97	отклонение обусловлено исполнением СО обязательств, предусмотренных п.5 ст.37 ФЗ от 26.03.2003 №35-ФЗ
1.1.1.2	на ремонт	тыс. руб.			
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	246 370,52	245 586,83	
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.	246 370,52	245 586,83	
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	22 417,15	31 189,97	отклонение обусловлено возникшей потребностью в дополнительном увеличении числа штатных единиц
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	4 943,62	6 465,53	
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.			
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.			
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (с расшифровкой)****	тыс. руб.	4 943,62	6 465,53	
1.1.3.3.1	расходы на служебные командировки	тыс. руб.	98,61	32,61	отклонение обусловлено изменением потребности в услугах, в том числе в связи с введенным режимом повышенной готовности в условиях сложившейся санитарно-эпидемиологической обстановки.
1.1.3.3.2	расходы на обучение персонала	тыс. руб.	205,00	0,00	
1.1.3.3.3	расходы на страхование	тыс. руб.	53,98	670,87	
1.1.3.3.4	расходы на обеспечение безопасности электрических станций	тыс. руб.	1 345,78	1 167,46	
1.1.3.3.5	иные расходы	тыс. руб.	3 240,25	4 594,60	отклонение обусловлено изменением потребности в услугах
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.2	Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ, всего	тыс. руб.	334 461,45	402 637,46	
1.2.1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс. руб.	3 568,97	3 229,15	

1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.			
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.	85 808,15	104 446,60	
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	6 814,81	5 552,70	
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.			
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	204 440,00	237 988,76	отклонение обусловлено произведенной на 31.12.2015г. переоценкой ОС, а также произведенной реконструкцией ОС в рамках выполнения утвержденной инвестиционной программы
1.2.7	прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.			
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	24 098,19	п.20 Постановления Правительства РФ от 29.12.2010г. №1178, в ред. Постановления Правительства РФ от 11.06.2014г. №542
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.	22 546,71	24 443,77	
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.	2 168,53	2 878,28	отклонение обусловлено фактическим увеличением числа Заявителей льготной категории
1.2.10.1	Справочно: "Количество льготных технологических присоединений"	ед.	-	539	
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)	тыс. руб.			
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.			
1.3	недополученный по независящим причинам доход (+)/избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (-)	тыс. руб.	-29 142,17		
II	Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2 + пункт 1.1.2.1 + пункт 1.1.3.1)	тыс. руб.	246 370,52	245 586,83	
III	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	тыс. руб.	152 135,23	124 877,92	отклонение обусловлено изменением цены покупки электрической энергии, а также объема потребляемой услуги относительно планируемого
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	44 965,19	39 864,45	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб.	152 135,23	124 877,92	
IV	Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями	x	x	x	x

1	общее количество точек подключения на конец года	шт.	-	11311	
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	-	490,27	
2.1	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения ВН	МВа	-	162,00	
2.2	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН1	МВа	-	31,20	
2.3	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН2	МВа	-	297,07	
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у.е.	2 454,10	2 628,89	
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения ВН	у.е.	15,64	15,64	
3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения СН1	у.е.	7,06	7,06	
3.3	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения СН2	у.е.	1 840,74	1 951,85	
3.4	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения НН	у.е.	590,66	654,34	
4	Количество условных единиц по подстанциям, всего	у.е.	7 202,30	7 594,80	
4.1	в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения ВН	у.е.	766,50	766,50	
4.2	в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН1	у.е.	388,80	388,80	
4.3	в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН2	у.е.	6 047,00	6 439,50	
5	Длина линий электропередач, всего	км	839,95	903,71	
5.1	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения ВН	км	8,75	8,75	
5.2	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения СН1	км	4,15	4,15	
5.3	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения СН2	км	557,89	591,72	
5.4	в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения НН	км	269,17	299,09	
6	Доля кабельных линий электропередач	%	79,41	78,95	
7	Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.	-	211 755,64	
7.1	в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.	-	196 324,68	
8	норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России *****	%	-	x	x

Примечание:

* В случае определения плановых значений показателей органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в столбце <план> указываются соответствующие значения. Плановые значения составляющих подконтрольных расходов раскрываются в отношении расходов, учтенных регулирующим органом на первый год долгосрочного периода регулирования.

** Информация о фактических затратах на оказание регулируемых услуг заполняется на основании данных раздельного учета расходов по регулируемым видам деятельности.

*** При наличии отклонений фактических значений показателей от плановых значений более чем на 15 процентов в столбце <Примечание> указываются причины их возникновения.

**** В соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178.

***** В соответствии с пунктом 4.2.14.8 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2008 № 400.

Рисунок 3.1.9 - Результаты финансово-хозяйственной деятельности ООО «Специнвестпроект» за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии

8.Финансовые результаты деятельности ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» за 2020 – 2021 гг. представлены в табл. 3.1.53.

Таблица 3.1.53 – Финансовые результаты деятельности ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» за 2020 – 2021 гг.

№ п/п	Показатели	ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»	
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.
	В целом по предприятию		
1.	Выручка	591 481	525 500
2.	Себестоимость продаж	482 424	400 872
3.	Валовая прибыль (убыток)	109 057	124 628
4.	Коммерческие и управленческие расходы	108 640	100 202
5.	Прибыль (убыток) от продаж	417	24 426
6.	Прочие внереализационные доходы	281 708	12 659
7.	Прочие внереализационные расходы	319 304	26 029
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	-37 179	11 056
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	-5 032	-10 110
10.	Чистая прибыль (убыток)	-32 147	21 166
11.	Дебиторская задолженность	79 747	86 802

По данным бухгалтерской отчетности ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – убыток в размере 32 147 тыс. руб. (за 2020 год – прибыль 21 166 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 79 747 тыс. руб., на 31.12.2020 – 86 802 тыс. руб.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» (в том числе объемы ремонтов и развития) за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями, регулирование деятельности которых осуществляется методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, приведены на рисунке 3.1.10.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 Год		Примечание ***
			план *	факт **	
I	Структура затрат	x	x	x	x
1	Необходимая валовая выручка на содержание	тыс. руб.	461 977,09	461 977,09	
1.1	Подконтрольные расходы, всего	тыс. руб.	296 389,98	296 389,98	
1.1.1	Материальные расходы, всего	тыс. руб.	173 857,67	173 857,67	
1.1.1.1	в том числе на сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	53 387,46	53 387,46	
1.1.1.2	на ремонт	тыс. руб.	53 387,46	53 387,46	
1.1.1.3	в том числе на работы и услуги производственного характера (в том числе услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс. руб.	120 470,21	120 470,21	
1.1.1.3.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.	120 470,21	120 470,21	
1.1.2	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	108 529,69	108 529,69	
1.1.2.1	в том числе на ремонт	тыс. руб.			
1.1.3	Прочие подконтрольные расходы (с расшифровкой)	тыс. руб.	12 893,33	14 002,62	
1.1.3.1	в том числе прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.			
1.1.3.2	в том числе транспортные услуги	тыс. руб.		0,00	

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 Год		Примечание ***
			план *	факт **	
1.1.3.3	в том числе прочие расходы (с расшифровкой)****	тыс. руб.			
1.1.3.3.1	услуги связи	тыс. руб.	1 164,37	1 164,37	
1.1.3.3.2	расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс. руб.	388,50	388,50	
1.1.3.3.3	расходы на юридические и информационные услуги	тыс. руб.		0,00	
1.1.3.3.4	расходы на аудиторские и консультативные услуги	тыс. руб.	1 809,98	1 809,98	
1.1.3.3.5	прочие услуги сторонних организаций	тыс. руб.	1 792,99	1 792,99	
1.1.3.3.6	расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс. руб.	5 663,27	5 663,27	
1.1.3.3.7	расходы на страхование	тыс. руб.	1 457,73	1 457,73	
1.1.3.3.8	электроэнергия на хоз. нужды	тыс. руб.	440,74	440,74	
1.1.3.3.9	другие прочие расходы	тыс. руб.	175,74	175,74	
1.1.4	Расходы на обслуживание операционных заемных средств в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.1.5	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.			
1.2	Неподконтрольные расходы, включенные в НВВ,всего	тыс. руб.	190 241,06	190 241,06	
1.2.1	Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС»	тыс. руб.	305,86	305,86	
1.2.2	Расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной сетевой организации	тыс. руб.			
1.2.3	Плата за аренду имущества	тыс. руб.	26 741,70	26 741,70	
1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	32 993,03	32 993,03	
1.2.5	расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений	тыс. руб.			
1.2.6	амортизация	тыс. руб.	115 639,00	115 639,00	
1.2.7	прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.			
1.2.8	налог на прибыль	тыс. руб.			
1.2.9	прочие налоги	тыс. руб.	8 311,47	8 311,47	
1.2.10	Расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включенные в плату за технологическое присоединение	тыс. руб.			
1.2.10.1	Справочно: «Количество льготных технологических присоединений»	ед.			
1.2.11	Средства, подлежащие дополнительному учету по результатам вступивших в законную силу решений суда, решений ФСТ России, принятых по итогам рассмотрения разногласий или досудебного урегулирования	тыс. руб.			

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2021 Год		Примечание ***
			план *	факт **	
	споров, решения ФСТ России об отмене решения регулирующего органа, принятого им с превышением полномочий (предписания)				
1.2.12	прочие неподконтрольные расходы (расходы на обеспечение коммерческого учета)	тыс. руб.	6 250,00	6 250,00	
1.3	недополученный по независящим причинам доход (+)/избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования (-)	тыс. руб.	-24 653,95	-24 653,95	
II	Справочно: расходы на ремонт, всего (пункт 1.1.1.2+ пункт 1.1.2.1 + пункт 1.1.3.1)	тыс. руб.	173 857,67	173 857,67	
III	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии	тыс. руб.	60 653,67	75 173,95	
1.1	Справочно: Объем технологических потерь	МВт·ч	17,927	23,92	
1.2	Справочно: Цена покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии	тыс. руб.	3,38	3,14	
IV	Натуральные (количественные) показатели, используемые при определении структуры и объемов затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевыми организациями	x	x	x	x
1	общее количество точек подключения на конец года	шт.			
2	Трансформаторная мощность подстанций, всего	МВа	468,82	468,82	
2.1	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения ВН	МВа	260,60	260,6	
2.2	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН 1	МВа			
2.3	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения СН 2	МВа	208,22	208,22	
2.4	в том числе трансформаторная мощность подстанций на уровне напряжения НН	МВа			
3	Количество условных единиц по линиям электропередач, всего	у.е.	1 472,76	1472,76	
3.1	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения ВН	у.е.	31,27	31,27	
3.2	в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения СН 1	у.е.	2,70	2,7	
3.3	в том числе количество условных единиц по	у.е.	946,38	946,38	

№ п/п	Показатель		Ед. изм.	2021 Год		Примечание ***
				план *	факт **	
		линиям электропередач на уровне напряжения СН 2				
3.4		в том числе количество условных единиц по линиям электропередач на уровне напряжения НН	у.е.	492,40	492,40	
4		Количество условных единиц по подстанциям, всего	у.е.	5 537,70	5 537,70	
4.1		в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения ВН	у.е.	1 109,70	1 109,70	
4.2		в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН 1	у.е.			
4.3		в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения СН 2	у.е.	4 428,00	4 428,00	
4.4		в том числе количество условных единиц по подстанциям на уровне напряжения НН	у.е.			
5		Длина линий электропередач, всего	км	489,33		
5.1		в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения ВН	км	22,15	12893,33	
5.2		в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения СН 1	км	1,60	1,6	
5.3		в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения ВН 2	км	270,81	270,81	
5.4		в том числе длина линий электропередач на уровне напряжения НН	км	194,78	194,78	
6		Доля кабельных линий электропередач	%	86,37	86,37	
7		Ввод в эксплуатацию новых объектов электросетевого комплекса на конец года	тыс. руб.			
7.1		в том числе за счет платы за технологическое присоединение	тыс. руб.			
8		норматив технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленный Минэнерго России *****	%	3,46	3,46	x

Рисунок 3.1.10 - Результаты финансово-хозяйственной деятельности ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» за 2021 год в сфере оказания услуг на оказание услуг по передаче электрической энергии

9. Финансовые результаты деятельности ООО «Нижегородэлектросеть» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.1.54.

Таблица 3.1.54 – Финансовые результаты деятельности ООО «Нижегородэлектросеть» за 2019 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	ООО «Нижегородэлектросеть»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.

		В целом по предприятию	
1.	Выручка	40 454	43 041
2.	Себестоимость продаж	27 499	27 666
3.	Валовая прибыль (убыток)	12 955	15 375
4.	Коммерческие и управленческие расходы	10 019	7 507
5.	Прибыль (убыток) от продаж	2 936	7 868
6.	Прочие внереализационные доходы	1 247	472
7.	Прочие внереализационные расходы	1 226	816
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	2 957	7 524
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	468	1 514
10.	Чистая прибыль (убыток)	2 489	6 010
11.	Дебиторская задолженность	4 969	3 328

По данным бухгалтерской отчетности ООО «Нижегородэлектросеть» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – прибыль в размере 2 489 тыс. руб. (за 2019 год – прибыль 6 010 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере электроснабжения, по состоянию на 31.12.2020 составила 4 969 тыс. руб., на 31.12.2019 – 3 328 тыс. руб.

Величина действующих тарифов.

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Нижегородской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2022 год установлены решением Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 24.12.2021 № 61/2 (Таблица 3.1.55.).

Таблица 3.1.55 – Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Нижегородской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2022 год

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие	II полугодие
1	2	3	4	5
1	Население и приравненные к нему категории потребителей (в пределах социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)			
1.1.	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 1.2 и 1.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	1,44300	1,49744

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие	II полугодие
1	2	3	4	5
1.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	0,52633	0,54744
1.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	0,52633	0,54744
1.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
1.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	1,44300	1,49744
1.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие	II полугодие
1	2	3	4	5
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	1,44300	1,49744
1.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1]Par135.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	1,44300	1,49744
1.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи): некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	-	-
2.	Население и приравненные к нему категории потребителей (сверх социальной нормы потребления электроэнергии) (тарифы указываются без учета НДС)Par134:			
2.1	Население и приравненные к нему категории потребителей, за исключением указанного в пунктах 2.2. и 2.3: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	3,93466	4,08911
2.2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;			

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие	II полугодие
1	2	3	4	5
	юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	2,31800	2,42244
2.3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах, и приравненные к ним: исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов; наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда; юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	2,31800	2,42244
2.4	Приравненные к населению категории потребителей, за исключением указанных в пункте 71(1) Основ ценообразования:			
2.4.1	Садоводческие некоммерческие товарищества и огороднические некоммерческие товарищества. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	3,93466	4,08911
2.4.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	3,93466	4,08911
2.4.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1].			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	3,93466	4,08911

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	I полугодие	II полугодие
1	2	3	4	5
2.4.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи); некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы), приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте[1]Par135.			
	Одноставочный тариф (в том числе дифференцированный по двум и по трем зонам суток)	руб./кВт · ч	3,93466	4,08911

Анализ структуры платы граждан за электроснабжение.

Структура цен (тарифов) в сфере энергоснабжения городского округа город Нижний Новгород состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на электроэнергию и платы за технологическое подключение к электрическим сетям.

Структура цен (тарифов) для потребителей и населения на электроэнергию отражена в таблице 3.1.55.

Регулирование платы за технологическое присоединение к электрическим сетям осуществляется путем установления:

- стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевыми организациями технических условий заявителям и проверку их выполнения;
- стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, а также обеспечения средствами коммерческого учета электрической энергии;
- ставок за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения 20 кВ и менее и мощности менее 670 кВт;
- формул платы за технологическое присоединение исходя из стандартизированных ставок и способа технологического присоединения к электрическим сетям.

На 2022 год стоимостные параметры платы за технологическое присоединение утверждены решением Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 10.12.2021 № 54/2 (с изм. от 01.07.2022 № 24/2).

Размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области, для заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), на период с 1 января по 30 июня 2022 г. в размере 550 рублей (с учетом НДС).

Установлена льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении объектов микрогенерации заявителей - физических лиц, в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15

кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению на период с 1 июля по 31 декабря 2022 г. в размере 3000 рублей (с учетом НДС) за кВт (а в случаях, предусмотренных абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861, - в размере 1000 рублей (с учетом НДС) за кВт) при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации, присоединяемых по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

Условия применения установленных размера платы за технологическое присоединение и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности определены постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

Ставка за единицу максимальной мощности и стандартизированные тарифные ставки для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Нижегородской области на 2022 год утверждены решением Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 10.12.2021 № 54/1 и отражены в таблице 3.1.56.

Таблица 3.1.56 –Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Нижегородской области, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей на 2022 год

Обозначение	Обозначение	Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
Стандартизированная тарифная ставка С1 на покрытие расходов по обязательным мероприятиям на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям с применением временной схемы электроснабжения (в т.ч. для передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно) и постоянной схемы электроснабжения для территориальных сетевых организаций на территории Нижегородская область на 2022 год				
1	С1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым	рублей за одно присоединение	4 171,53

Обозначение	Обозначение	Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям		
1.1	C1.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей за одно присоединение	1 309,36
1.2.1	C1.2.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	2 862,17
1	C1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	6 101,33
1.1	C1.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей за одно присоединение	1 309,36
1.2.2	C1.2.2	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	4 791,97

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов по строительству объектов электросетевого хозяйства для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Нижегородская область на 2022 год.					
I. Для территорий городских населенных пунктов					
C2			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб/км)		
I.2.3.1.3.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	391 762,80
	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.3.1.1			608 402,78
I.2.3.1.3.2.1	C	город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	526 717,01
I.2.3.1.4.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	976 948,33
	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.4.1.1			1 531 133,56
I.2.3.1.4.1.2	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.4.1.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	1 664 953,94
I.2.3.1.4.2.1	C	город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 406 578,20
	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.4.2.1			1 878 053,82
I.2.3.1.4.2.2	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.4.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	1 949 386,35
I.2.3.1.4.3.1	C	город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 647 542,94
	C	город, 1-20 кВ 2.3.1.4.3.1			1 689 828,67
I.2.3.2.3.1.1	C	город, 1-20 кВ 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	862 942,88
	C	город, 27,5-60 кВ 2.3.2.3.1.1			3 709 266,77
I.2.3.2.3.2.1	C	город, 1-20 кВ 2.3.2.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах	рублей/км	1 191 541,70

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные		
С3			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб/км)		
I.3.1.1.1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 853 576,84
I.3.1.1.1.1.3	С	город, 27,5-60 кВ 3.1.1.1.1.3.	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	5 992 240,93
I.3.1.1.1.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	3 028 631,01
	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.2.1			3 725 188,65
I.3.1.1.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	4 036 333,29
	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.1			3 863 725,37
I.3.1.1.1.4.5	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.5	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	2 673 433,86
I.3.1.1.1.7.2	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.7.2	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	5 843 939,71
I.3.1.1.1.7.3	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.7.3	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	4 815 442,48
I.3.1.1.2.1.1	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 396 244,12
I.3.1.1.2.2.1	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 483 787,79

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.3.1.1.2.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.2.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 010 030,86
I.3.1.2.1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 310 827,69
I.3.1.2.1.1.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	1 464 301,62
I.3.1.2.1.1.4	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	1 534 385,90
I.3.1.2.1.1.5	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	1 558 553,16
I.3.1.2.1.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 793 966,50
I.3.1.2.1.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 055 096,13
I.3.1.2.1.2.3	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 329 098,77
I.3.1.2.1.2.4	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 056 781,98

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.3.1.2.1.2.5	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	2 174 064,38
I.3.1.2.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 048 685,36
	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.1			2 126 299,15
I.3.1.2.1.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 345 796,24
I.3.1.2.1.3.3	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 448 526,68
I.3.1.2.1.3.4	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 363 063,59
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.1.3.4			2 811 266,38
I.3.1.2.1.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 719 155,55
I.3.1.2.1.4.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	3 954 152,94
	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.4.2			3 437 086,49
I.3.1.2.1.4.4	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	3 540 868,93
I.3.1.2.1.4.5	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	3 600 711,98
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.1.4.5			3 529 656,98
I.3.1.2.	С	город, 0,4 кВ и ниже		рублей/км	1 428 452,09

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
2.1.1		3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.1.1			1 491 508,76
I.3.1.2.2.1.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	1 660 429,01
I.3.1.2.2.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 226 804,35
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.2.1			2 638 490,76
I.3.1.2.2.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 112 227,79
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.2.2			2 790 343,40
I.3.1.2.2.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 432 266,75
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.3.1			3 164 153,78
I.3.1.2.2.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 638 336,65
	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.2			2 682 413,98
I.3.1.2.2.3.3	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 711 315,90
I.3.1.2.2.3.4	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 962 988,64
I.3.1.2.2.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 700 099,60
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.4.1			3 541 122,48

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.3.1.2.2.4.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	3 082 126,29
	С	город, 1-10 кВ 3.1.2.2.4.2			3 869 293,67
I.3.2.1.1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.2.1.1.1.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/км	379 210,63
I.3.2.1.1.2.1	С	город, 1-10 кВ 3.2.1.1.2.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/км	610 320,13
I.3.3.2.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.3.2.1.3.1	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в канале	рублей/км	3 535 114,84
I.3.3.2.1.4.5	С	город, 1-10 кВ 3.3.2.1.4.5	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в канале более четырех	рублей/км	3 977 897,40
I.3.6.1.1.1.1	С	город, 27,5-60 кВ 3.1.1.1.1.3.	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	24 061 269,37
I.3.6.1.1.2.1	С	город, 1-10 кВ 3.1.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	18 370 301,89
I.3.6.1.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.1.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	2 787 367,89
	С	город, 1-10 кВ 3.6.1.1.3.1			18 883 628,92
I.3.6.1.1.4.2	С	город, 1-10 кВ 3.6.1.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением	рублей/км	20 603 294,15

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине		
I.3.6.1.1.7.2	С	город, 1-10 кВ 3.6.1.1.7.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	24 362 867,77
I.3.6.2.1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	10 368 904,61
I.3.6.2.1.1.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	10 411 737,60
I.3.6.2.1.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	10 978 046,75
I.3.6.2.1.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	10 095 772,11
I.3.6.2.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	13 244 301,56
I.3.6.2.1.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	14 054 258,37
I.3.6.2.1.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения,	рублей/км	14 370 003,45

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		3.6.2.1.4.1	многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		
I.3.6.2.1.4.2	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	15 452 470,61
I.3.6.2.2.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	11 300 271,46
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.1.1			11 283 351,85
I.3.6.2.2.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	12 832 189,16
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.2.1			14 405 886,34
I.3.6.2.2.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	16 082 618,25
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.2.2			14 887 834,17
I.3.6.2.2.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	16 094 929,43
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.3.1			15 370 033,34
I.3.6.2.2.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	17 428 455,94
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.3.2			17 387 471,25
I.3.6.2.2.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	19 219 855,55
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.4.1			18 101 245,98
I.3.6.2.2.4.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения,	рублей/км	20 010 107,10

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине		
I.3.6.2.2.4.5	С	город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.5	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством труб в скважине более четырех	рублей/км	21 956 482,34
	С	город, 1-10 кВ 3.6.2.2.4.5			18 994 013,26
С4			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования на i-м уровне напряжения (руб/шт.)		
I.4.1.1	С	город, 1-20 кВ I.4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	959 133,41
	С	город, 35 кВ I.4.1.1			4 396 781,18
I.4.1.2	С	город, 1-20 кВ I.4.1.2	реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно	рублей/шт	964 000,05
I.4.1.3	С	город, 1-20 кВ I.4.1.3	реклоузеры номинальным током от 250 до 500 А включительно	рублей/шт	974 262,13
I.4.1.4	С	город, 1-20 кВ I.4.1.4	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт	1 789 731,79
I.4.6.1. 1	С	город, 1-20 кВ I.4.6.1.1	переключательные пункты номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	1 481 886,78
С5			Стандартизированная тарифная ставка (руб/кВт) на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)		
I.5.1.1. 1	С	город, 6/0,4 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	17 404,78
	С	город, 10/0,4 5.1.1.1			18 067,55
I.5.1.1. 2	С	город, 6/0,4 5.1.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	14 564,92
	С	город, 10/0,4 5.1.1.2			20 051,09
I.5.1.2. 1	С	город, 6/0,4 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	6 326,58
	С	город, 10/0,4 5.1.2.1			6 827,27
I.5.1.2. 2	С	город, 6/0,4 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	7 750,14
	С	город, 10/0,4 5.1.2.2			7 824,28

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.5.1.3. 1	С	город, 6/0,4 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250	рублей/кВт	2 139,48
	С	город, 10/0,4 5.1.3.1	кВА включительно столбового/мачтового типа		2 674,77
I.5.1.3. 2	С	город, 6/0,4 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	5 009,36
	С	город, 10/0,4 5.1.3.2			5 426,12
I.5.1.3. 3	С	город, 6/0,4 5.1.2.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	6 264,40
I.5.1.4. 2	С	город, 6/0,4 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	3 200,46
	С	город, 10/0,4 5.1.4.2			2 976,72
I.5.1.5. 2	С	город, 6/0,4 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 528,51
	С	город, 10/0,4 5.1.5.2			3 098,12
I.5.1.5. 3	С	город, 6/0,4 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	2 386,15
I.5.1.6. 2	С	город, 10/0,4 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 756,48
I.5.1.7. 3	С	город, 6/0,4 5.1.7.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	4 672,18
I.5.2.2. 2	С	город, 10/0,4 5.2.2.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	16 706,44
I.5.2.3. 2	С	город, 6/0,4 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	13 546,24
	С	город, 10/0,4 5.2.3.2			10 240,26
I.5.2.3. 3	С	город, 10/0,4 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	31 378,39
I.5.2.4. 2	С	город, 6/0,4 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 081,84
	С	город, 10/0,4 5.2.4.2			6 283,68
I.5.2.4. 3	С	город, 6/0,4 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за	рублей/кВт	10 395,66

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	город, 10/0,4 5.2.4.3	исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа		18 635,54
I.5.2.5. 2	С	город, 6/0,4 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 198,19
	С	город, 10/0,4 5.2.5.2			5 198,88
I.5.2.5. 3	С	город, 6/0,4 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000	рублей/кВт	9 720,81
	С	город, 10/0,4 5.2.5.3	кВА включительно блочного типа		9 962,78
I.5.2.7. 2	С	город, 10/0,4 5.2.7.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 506,25
С8			Стандартизированная тарифная ставка (руб/кВт) на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета руб/точку		
I.8.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	15 914,22
I.8.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	20 066,29
I.8.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей за точку учета	31 775,60
	С	город, 1-20 кВ 8.2.2			313 705,68
I.8.2.3	С	город, 1-20 кВ 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	187 458,81
	С	город, 35 кВ 8.2.3			1 180 857,30
II. Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам					
С2			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб/км)		
II.2.3.1. 3.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	391 762,80
	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.3.1.1			608 402,78

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.2.3.1.3.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	526 717,01
II.2.3.1.4.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	976 948,33
	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.4.1.1			1 531 133,56
II.2.3.1.4.1.2	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.4.1.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	1 664 953,94
II.2.3.1.4.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм	рублей/км	1 406 578,20
	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.4.2.1	включительно одноцепные		1 878 053,82
II.2.3.1.4.2.2	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.4.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	1 949 386,35
II.2.3.1.4.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 647 542,94
	С	не город, 1-20 кВ 2.3.1.4.3.1			1 689 828,67
II.2.3.2.3.1.1	С	не город, 1-20 кВ 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	862 942,88
	С	не город, 27,560 кВ 2.3.2.3.1.1			3 937 463,67
II.2.3.2.3.2.1	С	не город, 1-20 кВ 2.3.2.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 191 541,70
С3			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на II-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб/км)		
II.3.1.1.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 853 576,84
II.3.1.1.1.1.3	С	не город, 27,5-60 кВ 3.1.1.1.1.3.	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией	рублей/км	6 067 154,79

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			сечением провода до 50 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее		
II.3.1.1.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	3 028 631,01
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.2.1			3 725 188,65
II.3.1.1.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	4 036 333,29
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.1			3 863 725,37
II.3.1.1.1.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.5	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	2 673 433,86
II.3.1.1.1.7.2	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.7.2	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	5 843 939,71
II.3.1.1.1.7.3	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.7.3	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	4 815 442,48
II.3.1.1.2.1.1	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 396 244,12
II.3.1.1.2.2.1	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 483 787,79
II.3.1.1.2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.2.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 010 030,86
II.3.1.2.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 310 827,69
II.3.1.2.1.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или	рублей/км	1 464 301,62

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		3.1.2.1.1.2	пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
II.3.1.2.1.1.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	1 534 385,90
II.3.1.2.1.1.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.1.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	1 558 553,16
II.3.1.2.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 793 966,50
II.3.1.2.1.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 055 096,13
II.3.1.2.1.2.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 329 098,77
II.3.1.2.1.2.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 056 781,98
II.3.1.2.1.2.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.2.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	2 174 064,38
II.3.1.2.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 048 685,36
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.1			2 126 299,15
II.3.1.2.1.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией	рублей/км	2 345 796,24

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
II.3.1.2.1.3.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 448 526,68
II.3.1.2.1.3.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 363 063,59
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.1.3.4			2 811 266,38
II.3.1.2.1.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 719 155,55
II.3.1.2.1.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	3 954 152,94
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.4.2			3 437 086,49
II.3.1.2.1.4.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	3 540 868,93
II.3.1.2.1.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.1.4.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	3 600 711,98
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.1.4.5			3 529 656,98
II.3.1.2.2.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 428 452,09
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.1.1			1 491 508,76
II.3.1.2.2.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	1 660 429,01

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.3.1.2.2.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 226 804,35
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.2.1			2 638 490,76
II.3.1.2.2.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 112 227,79
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.2.2			2 790 343,40
II.3.1.2.2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 432 266,75
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.3.1			3 164 153,78
II.3.1.2.2.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 638 336,65
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.3.2			2 682 413,98
II.3.1.2.2.3.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	2 711 315,90
II.3.1.2.2.3.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.2.2.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	2 962 988,64
II.3.1.2.2.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 700 099,60
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.4.1			3 541 122,48
II.3.1.2.2.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.1.1.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	3 082 126,29

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	не город, 1-10 кВ 3.1.2.2.4.2			3 869 293,67
II.3.2.1. 1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.2.1.1.1.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/км	379 210,63
II.3.2.1. 1.2.1	С	не город, 1-10 кВ 3.2.1.1.2.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/км	610 320,13
II.3.3.2. 1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.3.2.1.3.1	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в канале	рублей/км	3 535 114,84
II.3.3.2. 1.4.5	С	не город, 1-10 кВ 3.3.2.1.4.5	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в канале более четырех	рублей/км	3 977 897,40
II.3.6.1. 1.1.1	С	не город, 27,5-60 кВ 3.1.1.1.1.3.	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	24 061 269,37
II.3.6.1. 1.2.1	С	не город, 1-10 кВ 3.1.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	18 370 301,89
II.3.6.1. 1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.1.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	2 787 367,89
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.1.1.3.1			18 883 628,92
II.3.6.1. 1.4.2	С	не город, 1-10 кВ 3.6.1.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	20 603 294,15

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.3.6.1.1.7.2	С	не город, 1-10 кВ 3.6.1.1.7.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	24 362 867,77
II.3.6.2.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	10 368 904,61
II.3.6.2.1.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	10 411 737,60
II.3.6.2.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	10 978 046,75
II.3.6.2.1.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	10 095 772,11
II.3.6.2.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	13 244 301,56
II.3.6.2.1.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	14 054 258,37
II.3.6.2.1.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением	рублей/км	14 370 003,45

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		
II.3.6.2.1.4.2	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	15 452 470,61
II.3.6.2.2.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	11 300 271,46
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.1.1			11 283 351,85
II.3.6.2.2.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	12 832 189,16
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.2.1			14 405 886,34
II.3.6.2.2.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	16 082 618,25
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.2.2			14 887 834,17
II.3.6.2.2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	16 094 929,43
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.3.1			15 370 033,34
II.3.6.2.2.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	17 428 455,94
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.3.2			17 387 471,25
II.3.6.2.2.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	19 219 855,55
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.4.1			18 101 245,98
II.3.6.2.2.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250	рублей/км	20 010 107,10

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине		
II.3.6.2.2.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.5	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством труб в скважине более четырех	рублей/км	21 956 482,34
	С	не город, 1-10 кВ 3.6.2.2.4.5			18 994 013,26
С4			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования на II-м уровне напряжения (руб/шт.)		
II.4.1.1	С	не город, 1-20 кВ I.4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	959 133,41
	С	не город, 35 кВ I.4.1.1			4 396 781,18
II.4.1.2	С	не город, 1-20 кВ I.4.1.2	реклоузеры номинальным током от 100 до 250 А включительно	рублей/шт	964 000,05
II.4.1.3	С	не город, 1-20 кВ I.4.1.3	реклоузеры номинальным током от 250 до 500 А включительно	рублей/шт	974 262,13
II.4.1.4	С	не город, 1-20 кВ I.4.1.4	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт	1 789 731,79
II.4.6.1. 1	С	не город, 1-20 кВ I.4.6.1.1	переключательные пункты номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	1 481 886,78
С5			Стандартизированная тарифная ставка (руб/кВт) на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП)		
II.5.1.1. 1	С	не город, 6/0,4 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	17 404,78
	С	не город, 10/0,4 5.1.1.1			18 067,55
II.5.1.1. 2	С	не город, 6/0,4 5.1.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	14 564,92
	С	не город, 10/0,4 5.1.1.2			20 051,09
II.5.1.2. 1	С	не город, 6/0,4 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	6 326,58
	С	не город, 10/0,4 5.1.2.1			6 827,27
II.5.1.2. 2	С	не город, 6/0,4 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за	рублей/кВт	7 750,14

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	не город, 10/0,4 5.1.2.2	исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа		7 824,28
II.5.1.3. 1	С	не город, 6/0,4 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	2 139,48
	С	не город, 10/0,4 5.1.3.1			2 674,77
II.5.1.3. 2	С	не город, 6/0,4 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	5 009,36
	С	не город, 10/0,4 5.1.3.2			5 426,12
II.5.1.3. 3	С	не город, 6/0,4 5.1.2.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	6 264,40
II.5.1.4. 2	С	не город, 6/0,4 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	3 200,46
	С	не город, 10/0,4 5.1.4.2			2 976,72
II.5.1.5. 2	С	не город, 6/0,4 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 528,51
	С	не город, 10/0,4 5.1.5.2			3 098,12
II.5.1.5. 3	С	не город, 6/0,4 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	2 386,15
II.5.1.6. 2	С	не город, 10/0,4 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 756,48
II.5.1.7. 3	С	не город, 6/0,4 5.1.7.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	4 672,18
II.5.2.2. 2	С	не город, 10/0,4 5.2.2.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	16 706,44
II.5.2.3. 2	С	не город, 6/0,4 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	13 546,24
	С	не город, 10/0,4 5.2.3.2			10 240,26
II.5.2.3. 3	С	не город, 10/0,4 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	31 378,39
II.5.2.4. 2	С	не город, 6/0,4 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 081,84
	С	не город, 10/0,4 5.2.4.2			6 283,68

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.5.2.4. 3	С	не город, 6/0,4 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	10 395,66
	С	не город, 10/0,4 5.2.4.3			18 635,54
II.5.2.5. 2	С	не город, 6/0,4 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 198,19
	С	не город, 10/0,4 5.2.5.2			5 198,88
II.5.2.5. 3	С	не город, 6/0,4 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	9 720,81
	С	не город, 10/0,4 5.2.5.3			9 962,78
II.5.2.7. 2	С	не город, 10/0,4 5.2.7.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 506,25
С8			Стандартизированная тарифная ставка (руб/кВт) на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета руб/точку		
I.8.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	15 914,22
I.8.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	20 066,29
I.8.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей за точку учета	31 775,60
	С	город, 1-20 кВ 8.2.2			313 705,68
I.8.2.3	С	город, 1-20 кВ 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	187 458,81
	С	город, 35 кВ 8.2.3			1 180 857,30
Ставки за единицу максимальной мощности для расчета платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее к распределительным электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Нижегородская область на 2022 год					
С1					
1	CmaxN1		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и	рублей/кВт	240,24

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем		
1.1	CmaxN1.1		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	56,67
1.2.1	CmaxN1.2.1		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей/кВт	183,57
1	CmaxN1		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем	рублей/кВт	305,15
1.1	CmaxN1.1		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей/кВт	56,67
1.2.2	CmaxN1.2.2		Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей/кВт	248,48
C2			Ставки платы за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 20 кВ и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий (руб/кВт)		
I.2.3.1.3.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N	воздушные линии на железобетонных опорах	рублей/кВт	1 634,95

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		2.3.1.3.1.1	изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные		
	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.3.1.1			1 216,15
I.2.3.1.3.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	1 794,19
I.2.3.1.4.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	6 865,06
	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.1.1			3 293,45
I.2.3.1.4.1.2	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.1.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/кВт	3 271,11
I.2.3.1.4.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	7 649,57
	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.2.1			3 724,68
I.2.3.1.4.2.2	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/кВт	3 260,51
I.2.3.1.4.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	6 270,02
	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.3.1			2 929,73
I.2.3.2.3.1.1	С	город, 1-20 кВ 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	3 232,16
I.2.3.2.3.2.1	С	город, 1-20 кВ max N 2.3.2.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	3 299,65
С3			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в		

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			расчете на 1 км линий (руб/кВт.)		
I.3.1.1.1.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 939,90
I.3.1.1.1.2.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 754,08
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.2.1			3 259,54
I.3.1.1.1.3.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 056,30
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.3.1			2 815,00
I.3.1.1.1.4.5	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.4.5	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 609,14
I.3.1.1.1.7.2	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.7.2	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 889,07
I.3.1.1.1.7.3	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.7.3	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 889,07
I.3.1.1.2.1.1	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 537,15
I.3.1.1.2.3.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	2 613,04
I.3.1.2.1.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 670,85
I.3.1.2.1.1.2	C	город, 0,4 кВ и ниже max N	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением	рублей/кВт	3 670,85

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		3.1.2.1.1.2	провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
I.3.1.2.1.1.4	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 670,85
I.3.1.2.1.1.5	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.1.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 670,85
I.3.1.2.1.2.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 569,46
I.3.1.2.1.2.2	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
I.3.1.2.1.2.3	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
I.3.1.2.1.2.4	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
I.3.1.2.1.2.5	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 569,46
I.3.1.2.1.3.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 636,47
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.3.1			1 761,81
I.3.1.2.1.3.2	C	город, 0,4 кВ и ниже max N	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией	рублей/кВт	3 636,47

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		3.1.2.1.3.2	сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
I.3.1.2.1.3.3	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 636,47
I.3.1.2.1.3.4	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 636,47
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.1.3.4			1 761,81
I.3.1.2.1.4.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 043,97
I.3.1.2.1.4.2	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 043,97
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.4.2			3 815,17
I.3.1.2.1.4.4	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 043,97
I.3.1.2.1.4.5	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 043,97
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.1.4.5			4 775,92
I.3.1.2.2.1.1	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 689,40
	C	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.1.1			3 250,99
I.3.1.2.2.1.2	C	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 689,40

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.3.1.2.2.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 444,47
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.2.1			2 680,98
I.3.1.2.2.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	2 888,31
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.2.2			2 905,94
I.3.1.2.2.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 347,10
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.3.1			2 369,19
I.3.1.2.2.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 347,10
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.3.2			3 248,16
I.3.1.2.2.3.3	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 347,10
I.3.1.2.2.3.4	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 347,10
I.3.1.2.2.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 695,73
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.4.1			2 667,56
I.3.1.2.2.4.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N	кабельные линии в траншеях многожильные с	рублей/кВт	3 695,73

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		3.1.2.2.4.2	бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
	С	город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.4.2			2 667,56
I.3.2.1. 1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.2.1.1.1.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/кВт	2 275,26
I.3.3.2. 1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.3.2.1.3.1	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в канале	рублей/кВт	4 242,14
I.3.6.1. 1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.1.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 145,91
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.3.1			5 407,42
I.3.6.1. 1.4.2	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	12 224,62
I.3.6.1. 1.7.2	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.7.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 302,10
I.3.6.2. 1.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 541,17
I.3.6.2. 1.1.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 614,17
I.3.6.2. 1.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 505,98

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
I.3.6.2.1.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 945,02
I.3.6.2.1.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами	рублей/кВт	5 446,03
			в скважине		
I.3.6.2.1.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 429,53
I.3.6.2.1.4.2	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 501,08
I.3.6.2.2.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 420,49
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.1.1			5 407,42
I.3.6.2.2.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 370,40
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.2.1			5 004,26
I.3.6.2.2.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 425,46
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.2.2			5 064,68
I.3.6.2.2.3.1	С	город, 0,4 кВ и ниже		рублей/кВт	5 660,78

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		max N 3.6.2.2.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.3.1			4 828,31
I.3.6.2. 2.3.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 660,78
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.3.2			4 506,22
I.3.6.2. 2.4.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм	рублей/кВт	5 925,90
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.4.1	включительно с одной трубой в скважине		4 685,74
I.3.6.2. 2.4.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 423,79
I.3.6.2. 2.4.5	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.5	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством труб в скважине более четырех	рублей/кВт	5 410,15
	С	город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.4.5			5 030,64
С4			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования на i-м уровне напряжения (руб/кВт.)		
I.4.1.1	С	город, 1-20 кВ max N 4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/кВт	2 131,89
I.4.6.1. 1	С	город, 1-20 кВ max N 4.6.1.1	переключательные пункты номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	9 879,25
С5			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) (руб/кВт.)		
I.5.1.1. 1	С	город, 6/0,4 max N 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за	рублей/кВт	17 404,78

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.1.1	исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа		18 067,55
I.5.1.1. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.1.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	14 564,92
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.1.2			20 051,09
I.5.1.2. 1	С	город, 6/0,4 max N 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	6 326,58
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.2.1			6 827,27
I.5.1.2. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	7 750,14
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.2.2			7 824,28
I.5.1.3. 1	С	город, 6/0,4 max N 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	2 139,48
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.3.1			2 674,77
I.5.1.3. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	5 009,36
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.3.2			5 426,12
I.5.1.3. 3	С	город, 6/0,4 max N 5.1.2.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	6 264,40
I.5.1.4. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	3 200,46
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.4.2			2 976,72
I.5.1.5. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 528,51
	С	город, 10/0,4 max N 5.1.5.2			3 098,12
I.5.1.5. 3	С	город, 6/0,4 max N 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	2 386,15
I.5.1.6. 2	С	город, 10/0,4 max N 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 756,48
I.5.1.7. 3	С	город, 6/0,4 max N 5.1.7.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	4 672,18
I.5.2.2. 2	С	город, 10/0,4 max N 5.2.2.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	16 706,44
I.5.2.3. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП)	рублей/кВт	13 546,24

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	город, 10/0,4 max N 5.2.3.2	мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа		10 240,26
I.5.2.3. 3	С	город, 10/0,4 max N 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	31 378,39
I.5.2.4. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 081,84
	С	город, 10/0,4 max N 5.2.4.2			6 283,68
I.5.2.4. 3	С	город, 6/0,4 max N 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	10 395,66
	С	город, 10/0,4 max N 5.2.4.3			18 635,54
I.5.2.5. 2	С	город, 6/0,4 max N 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 198,19
	С	город, 10/0,4 max N 5.2.5.2			5 198,88
I.5.2.5. 3	С	город, 6/0,4 max N 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000	рублей/кВт	9 720,81
	С	город, 10/0,4 max N 5.2.5.3	кВА включительно блочного типа		9 962,78
I.5.2.7. 2	С	город, 10/0,4 max N 5.2.7.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 506,25
С8			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета (руб/кВт.)		
I.8.1.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей/кВт	2 777,35
I.8.2.1	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей/кВт	1 514,44
I.8.2.2	С	город, 0,4 кВ и ниже max N 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей/кВт	316,46
	С	город, 1-20 кВ max N 8.2.2			804,37
I.8.2.3	С	город, 1-20 кВ max N 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей/кВт	602,76

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II. Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам					
C2			Ставки платы за единицу максимальной мощности для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 20 кВ и мощности менее 670 кВт на осуществление мероприятий по строительству воздушных линий (руб/кВт)		
II.2.3.1.3.1.1	C	не город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	1 634,95
	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.3.1.1			1 216,15
II.2.3.1.3.2.1	C	не город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	1 794,19
II.2.3.1.4.1.1	C	не город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	6 865,06
	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.1.1			3 293,45
II.2.3.1.4.1.2	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.1.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/кВт	3 271,11
II.2.3.1.4.2.1	C	не город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	7 649,57
	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.2.1			3 724,68
II.2.3.1.4.2.2	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/кВт	3 260,51
II.2.3.1.4.3.1	C	не город, 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	6 270,02
	C	не город, 1-20 кВ max N 2.3.1.4.3.1			2 929,73

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.2.3.2.3.1.1	С	не город, 1-20 кВ 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	3 232,16
II.2.3.2.3.2.1	С	не город, 1-20 кВ max N 2.3.2.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/кВт	3 299,65
С3			Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб/кВт.)		
II.3.1.1.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 939,90
II.3.1.1.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 754,08
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.2.1			3 259,54
II.3.1.1.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 056,30
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.3.1			2 815,00
II.3.1.1.1.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.4.5	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 609,14
II.3.1.1.1.7.2	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.7.2	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 889,07
II.3.1.1.1.7.3	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.7.3	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 889,07
II.3.1.1.2.1.1	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 537,15

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.3.1.1.2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	2 613,04
II.3.1.2.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 670,85
II.3.1.2.1.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 670,85
II.3.1.2.1.1.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 670,85
II.3.1.2.1.1.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.1.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/кВт	3 670,85
II.3.1.2.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 569,46
II.3.1.2.1.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
II.3.1.2.1.2.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
II.3.1.2.1.2.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 569,46
II.3.1.2.1.2.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией	рублей/кВт	3 569,46

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		max N 3.1.2.1.2.5	сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех		
II.3.1.2. 1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 636,47
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.3.1			1 761,81
II.3.1.2. 1.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 636,47
II.3.1.2. 1.3.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 636,47
II.3.1.2. 1.3.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 636,47
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.1.3.4			1 761,81
II.3.1.2. 1.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 043,97
II.3.1.2. 1.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 043,97
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.1.1.4.2			3 815,17
II.3.1.2. 1.4.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 043,97
II.3.1.2. 1.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.4.5	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией	рублей/кВт	3 043,97

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.1.4.5	сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех		4 775,92
II.3.1.2. 2.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 689,40
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.1.1			3 250,99
II.3.1.2. 2.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 689,40
II.3.1.2. 2.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 444,47
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.2.1			2 680,98
II.3.1.2. 2.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	2 888,31
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.2.2			2 905,94
II.3.1.2. 2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 347,10
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.3.1			2 369,19
II.3.1.2. 2.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 347,10
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.3.2			3 248,16
II.3.1.2. 2.3.3	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя	рублей/кВт	3 347,10

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			кабелями в траншее		
II.3.1.2.2.3.4	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 347,10
II.3.1.2.2.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/кВт	3 695,73
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.4.1			2 667,56
II.3.1.2.2.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/кВт	3 695,73
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.1.2.2.4.2			2 667,56
II.3.2.1.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.2.1.1.1.1	кабельные линии в блоках одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в блоке	рублей/кВт	2 275,26
II.3.3.2.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.3.2.1.3.1	кабельные линии в каналах многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в канале	рублей/кВт	4 242,14
II.3.6.1.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.1.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 145,91
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.3.1			5 407,42
II.3.6.1.1.4.2	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	12 224,62
II.3.6.1.1.7.2	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.1.1.7.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 400 до 500 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 302,10

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
II.3.6.2.1.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 541,17
II.3.6.2.1.1.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.1.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 614,17
II.3.6.2.1.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 505,98
II.3.6.2.1.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 945,02
II.3.6.2.1.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 446,03
II.3.6.2.1.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 429,53
II.3.6.2.1.4.2	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.1.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 501,08
II.3.6.2.2.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.1.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением	рублей/кВт	5 420,49
	С	не город, 1-10 кВ			5 407,42

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
		max N 3.6.2.2.1.1	провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		
II.3.6.2. 2.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.2.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 370,40
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.2.1			5 004,26
II.3.6.2. 2.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.2.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 425,46
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.2.2			5 064,68
II.3.6.2. 2.3.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.3.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/кВт	5 660,78
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.3.1			4 828,31
II.3.6.2. 2.3.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.3.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 660,78
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.3.2			4 506,22
II.3.6.2. 2.4.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.1	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением	рублей/кВт	5 925,90
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.4.1	провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		4 685,74
II.3.6.2. 2.4.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.2	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/кВт	5 423,79
II.3.6.2. 2.4.5	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.2.4.5	кабельные линии прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения,	рублей/кВт	5 410,15

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	не город, 1-10 кВ max N 3.6.2.2.4.5	многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с количеством труб в скважине более четырех		5 030,64
С4			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования на i-м уровне напряжения (руб/кВт.)		
II.4.1.1	С	не город, 1-20 кВ max N 4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/кВт	2 131,89
II.4.6.1. 1	С	не город, 1-20 кВ max N 4.6.1.1	переключательные пункты номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	9 879,25
С5			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) (руб/кВт.)		
II.5.1.1. 1	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	17 404,78
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.1.1			18 067,55
II.5.1.1. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	14 564,92
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.1.2			20 051,09
II.5.1.2. 1	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	6 326,58
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.2.1			6 827,27
II.5.1.2. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	7 750,14
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.2.2			7 824,28
II.5.1.3. 1	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	2 139,48
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.3.1			2 674,77
II.5.1.3. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250	рублей/кВт	5 009,36
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.3.2	кВА включительно шкафного или киоскового типа		5 426,12
II.5.1.3. 3	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.2.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	6 264,40
II.5.1.4. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за	рублей/кВт	3 200,46

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.4.2	исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа		2 976,72
II.5.1.5. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 528,51
	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.5.2			3 098,12
II.5.1.5. 3	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	2 386,15
II.5.1.6. 2	С	не город, 10/0,4 max N 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	2 756,48
II.5.1.7. 3	С	не город, 6/0,4 max N 5.1.7.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	4 672,18
II.5.2.2. 2	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.2.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	16 706,44
II.5.2.3. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	13 546,24
	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.3.2			10 240,26
II.5.2.3. 3	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	31 378,39
II.5.2.4. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 081,84
	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.4.2			6 283,68
II.5.2.4. 3	С	не город, 6/0,4 max N 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	10 395,66
	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.4.3			18 635,54
II.5.2.5. 2	С	не город, 6/0,4 max N 5.2.5.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 198,19
	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.5.2			5 198,88
II.5.2.5. 3	С	не город, 6/0,4 max N 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	9 720,81
	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.5.3			9 962,78
II.5.2.7. 2	С	не город, 10/0,4 max N 5.2.7.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА	рублей/кВт	2 506,25

Обозначение	Обозначение		Наименование мероприятия	Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка / Ставка платы за единицу максимальной мощности 2022
			включительно шкафного или киоскового типа		
С8			Ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета (руб/кВт.)		
II.8.1.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей/кВт	2 777,35
II.8.2.1	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей/кВт	1 514,44
II.8.2.2	С	не город, 0,4 кВ и ниже max N 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей/кВт	316,46
	С	не город, 1-20 кВ max N 8.2.2			804,37
II.8.2.3	С	не город, 1-20 кВ max N 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей/кВт	602,76

3.2. Характеристика состояния и проблем в системе теплоснабжения

3.2.1.Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями, а также с потребителями.

На территории города Нижнего Новгорода в настоящее время отсутствует единая централизованная система теплоснабжения.

Теплоснабжение Нагорной и Заречной частей осуществляется отдельно друг от друга. Связи по тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения Нагорной и Заречной частей города отсутствуют.

В системе централизованного теплоснабжения города функционируют три основные системы централизованного теплоснабжения, образованные наиболее крупными источниками теплоснабжения:

- Нагорный сетевой район, обеспечивающий теплоснабжение абонентов, расположенных в Нижегородском, Советском и Приокском районах города;

Основным источником тепла в данном сетевом районе является крупнейшая котельная в городе – «Нагорная теплоцентраль» (НТЦ), АО «Теплоэнерго». НТЦ объединена с другими котельными Нагорной части города в систему «Большого кольца» посредством теплотрасс – перемычек;

- Сормовский сетевой район, обеспечивающий теплоснабжение абонентов, расположенных в Сормовском, Московском и Канавинском районах города.

Основным источником тепла в данном сетевом районе является Сормовская ТЭЦ (филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»). Установленная тепловая мощность станции составляет 646 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 350 МВт;

- Автозаводский сетевой район, обеспечивающий теплоснабжение абонентов, расположенных в Автозаводском и Ленинском районах города.

Основным источником тепла в данном сетевом районе является Автозаводская ТЭЦ (ООО «Автозаводская ТЭЦ», входящего в состав группы компаний АО «ВолгаЭнерго», управляемого холдингом ООО «ЕвроСибЭнерго»). В состав Автозаводской ТЭЦ входит котельная «Ленинская». Установленная тепловая мощность станции на начало 2022 года составляет 2 172 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 480 МВт, в том числе по Автозаводской ТЭЦ – тепловая мощность 1 812 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 480 МВт, по котельной «Ленинская» - тепловая мощность 360 Гкал/ч.

Кроме указанных крупных теплоисточников, для снабжения теплом промышленных объектов и абонентов коммунально-бытового сектора города функционируют порядка 435 котельных различной балансовой принадлежности.

Так же в городе функционируют 4 мини-ТЭЦ, работающих на природном газе.

Система теплоснабжения - в основном закрытая (для Сормовской ТЭЦ - в основном открытая). В основном, приготовление воды для ГВС производится на теплоисточнике либо в тепловом пункте, после тепловых пунктов проложены 4-х трубные тепловые сети. Учитывая большую разницу геодезических отметок котельной и периферийных частей системы на магистралях, построены 3 подкачивающие насосные станции с насосами на обратных линиях, оборудованные регуляторами давления. Также необходимо отметить, что теплоснабжение потребителей ГВС, подключенных к СЦТ от Автозаводской ТЭЦ, осуществляется по отдельному трубопроводу (система теплоснабжения от ТЭЦ – трехтрубная).

Теплоснабжение от ООО «Автозаводская ТЭЦ» осуществляется по двум системам теплоснабжения:

•по «районной» – обеспечивающей потребителей Автозаводского и Ленинского районов города;

•по «заводской» - обеспечивающей потребителей предприятий «группы ГАЗ».

В Нагорном теплосетевом районе основная котельная - Нагорная теплоцентраль (НТЦ) - имеет 4 магистральных вывода диаметром 500÷1000 мм, которые образуют многокольцевую систему с радиальными ответвлениями диаметром 250÷600 мм. Общая протяженность только магистральных тепловых сетей более 50 км.

Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии г. Нижний Новгород составляет 6 626,2 Гкал/час. Суммарная установленная электрическая мощность ТЭЦ города на начало 2022 года составляла 830 МВт, суммарная установленная тепловая мощность – 2458 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность котельных города составляет 4 168,2 Гкал/ч.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспорт до потребителя.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспорт до потребителя.

Общий вид функциональной и организационной структуры СЦТ города Нижнего Новгорода приведен на рисунке 3.2.1.



Рисунок 3.2.1 - Общий вид функциональной и организационной структуры СЦТ города Нижнего Новгорода

Всего в генерации тепловой энергии города принимали участие более 105 организаций.

40 организаций – 202 ведомственных и промышленных котельных, в том числе:

- 110 котельных, расположенных в Заречной части города;
- 92 котельная, расположенные в Нагорной части города.

65 организаций - 233 муниципальные котельные, в том числе:

- 109 котельных, расположенных в Заречной части города;
- 124 котельных, расположенных в Нагорной части города.

Основными теплогенерирующими организациями, обеспечивающими тепловой энергией системы теплоснабжения жилищно-коммунального сектора (ЖКС) города, являются:

- АО «Теплоэнерго»;
- ОАО «ЕвроСибЭнерго» (ООО «Автозаводская ТЭЦ»);
- Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ);
- ООО «Генерация тепла»;
- ООО «Нижновтеплоэнерго»;
- АО «ЭСК» (бывшее ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»).

Крупнейшей организацией, осуществляющей эксплуатацию городских котельных, является АО «Теплоэнерго». При этом организация также осуществляет эксплуатацию систем транспорта теплоносителя еще от 30 сторонних источников, в том числе от Сормовской ТЭЦ. По состоянию на 01.02.2021 года в эксплуатации АО «Теплоэнерго» было 113 котельных, из них 71 котельная муниципальной собственности, находящаяся в аренде акционерного общества.

Кроме АО «Теплоэнерго», крупной тепло-транспортной организацией является ООО «Теплосети», осуществляющая транспорт тепловой энергии от Автозаводской ТЭЦ (а также от котельной «Ленинская», являющейся структурным подразделением ООО «Автозаводская ТЭЦ» и котельной «Северная», являющейся структурным подразделением ООО «Генерация тепла»).

Согласно материалам статистической отчетности, по состоянию на 01.01.2022 года общая площадь жилых помещений жилищного фонда города Нижний Новгород составила 33 382,8 тыс. м2, в том числе город 32 309,3 тыс. м2, село 1073,5 тыс. м2. К системам централизованного теплоснабжения по отоплению подключено 29 704,3 тыс. м2, что составляет 89 % от всего жилого фонда города. К системам централизованного горячего водоснабжения подключено 25 458,8 тыс. м2, что составляет 76,3% от всего жилого фонда города.

В городе Нижний Новгород индивидуальным отоплением по состоянию на 01.01.2022 года оборудовано 5840,89 тыс. м2 жилых помещений или 17,5 % соответственно от общей площади жилых помещений жилищного фонда городского округа, в т.ч. из 29 073,0 тыс. м2 общей площади МКД индивидуальным отоплением оборудовано 2 435,2 тыс. м2 или 8,4%.

Площадь жилых помещений жилищного фонда, обеспеченных индивидуальным горячим водоснабжением, составляет 5 262,87 тыс. м2 или 17,5% от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Зоны децентрализованного теплоснабжения располагаются в кварталах, застроенных одно-, двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12- 0,25 Гкал/ч на 1 га.

Указанные области децентрализованного теплоснабжения расположены в следующих районах:

• в западной и центральной части Сормовского района: в районах ул. Дубравная, ул. Ужгородской, ул. Красноармейской; в кварталах, ограниченных ул. Кима, ул. Свободы, ул. Новосельской; ограниченных ул. Балахинская, ул. Баренца и ул. Динамическая; ограниченных ул. Новосельской и ул. Хальзовской;

• в центральной части Московского района - в районе ст. Чаадаево;

• в западной части Московского района – вдоль Московского шоссе;

• в западной и центральной части Канавинского района – в кварталах, ограниченных ул. Декабристов и ул. Болотникова,

• в центральной части Канавинского района – в кварталах вдоль ул. Кузбасской; в квартале, прилегающем к ул. Металлургической; в квартале, ограниченном ул. Н. Пахомова и ул. Климовской;

• в центральной части Ленинского района – в кварталах, ограниченных Шуваловским каналом, р. Ржавкой, ул. Новикова - Прибоя и ул. Снежной; в квартале вдоль ул. Магистральной;

• в восточной части Нижегородского района: кварталы между ул. Родионова далее Казанским шоссе и наб. Гребного канала;

• в центральной части Советского района – кварталы на пересечении ул. Ванеева и ул. Бекетова; кварталы смешанной застройки вдоль ул. Верхняя; кварталы, примыкающие с юга к ул. Юбилейной; кварталы, граничащие с лесопарком «Щелковский хутор»;

• в центральной части Приокского района - севернее ст. Мыза;

• южная часть Приокского района, за исключением кварталов нового строительства вдоль пр. Гагарина.

Основным проектным и фактически используемым видом топлива на котельных в городском округе город Нижний Новгород для производства тепловой энергии является природный газ. В 2020 году в городе Нижний Новгород на долю природного газа приходится 99,9% суммарного потребления топлива, на долю мазута – 0,1%.

Потребители коммунальных ресурсов системы теплоснабжения заключают договоры поставки с теплоснабжающими организациями.

3.2.2. Анализ существующего технического состояния системы теплоснабжения

3.2.2.1. Анализ эффективности и надежности источников теплоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения

Технические параметры, остаточный ресурс, ограничения использования мощностей, качество эксплуатации, наладки и ремонтов, системы учета расхода ресурсов и т.п

Технические параметры

Основными едиными теплоснабжающими организациями (ЕТО) являются:
ООО «Автозаводская ТЭЦ» (пр. Ленина, 88);
Сормовская ТЭЦ филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (ул. Коминтерна, 45);
АО «Теплоэнерго» (бульвар Мира, 14);
ООО «Генерация тепла»;
ООО «Нижновтеплоэнерго» (ул. Усилова, 1а);
ООО «Коммунальная сетевая компания» (ул. Зайцева, 31в);
ООО «СТН-Энергосети» (ул. М. Горького, 117);
АО «ЭСК» (пр. Ленина, 114А).

По состоянию на 2021 год в городе Нижнем Новгороде функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Сормовская ТЭЦ и Автозаводская ТЭЦ.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» - в состав входят ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и котельная «Ленинская». Общая установленная тепловая мощность в 2021 г. составила 2 172 Гкал/ч, в том числе ТЭЦ - 1 812 Гкал/ч, котельная «Ленинская» - 360 Гкал/ч.

Сормовская ТЭЦ является подразделением филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс». Установленная электрическая мощность 350 МВт, тепловая- 646 Гкал/ч. Передачу тепловой энергии от Сормовской ТЭЦ осуществляет АО «Теплоэнерго», при этом доля тепловой нагрузки абонентов жилищно-коммунального сектора составляет порядка 95 %.

АО «Теплоэнерго» - в состав входит 114 котельных. Суммарная установленная мощность на 2021 г. составила 2 120 Гкал/ч (без учета установленной мощности четырех котлоагрегатов, находящихся на длительной консервации с суммарной установленной мощностью 51,7 Гкал/ч).

Крупнейший источник тепловой энергии – котельная Нагорная теплоцентраль (НТЦ) мощностью 650 Гкал/ч, расположена по адресу ул. Ветеринарная, д. 5.

Котельные мощностью менее 20 Гкал/ч – 99,56 индивидуальных котельных мощностью менее 5 Гкал/ч.

ООО «Коммунальная сетевая компания» - суммарная установленная мощность 3 котельных, входящих в состав компании, на 2021 г. составила 160,64 Гкал/ч.

ООО «Генерация тепла» - в состав входит 9 котельных, из которых 5 котельных тепловой мощности до 3 Гкал/ч, 3 котельные тепловой мощности от 3 до 20 Гкал/ч, 1 котельная тепловой мощности от 100 и выше Гкал/ч . Суммарная установленная тепловая мощность котельных на начало 2022 года составляла 275,8 Гкал/ч. (По данным ООО «Генерация тепла» по состоянию на 10.06.2022 суммарная установленная тепловая мощность котельных составляет 266,3 Гкал/ч).

ООО «Нижновтеплоэнерго» - в эксплуатации на правах аренды находятся 2 муниципальные котельные (ул. Родионова, 194-б и ул.Деловая, 14) суммарной установленной мощностью 222,6 Гкал/ч.

ООО «СТН-Энергосети» - в эксплуатации на правах аренды находятся 7 котельных, из которых: 1 малая котельная тепловой мощностью до 3 Гкал/ч, 2 средних котельных тепловой мощностью от 3 до 20 Гкал/ч, 4 крупных котельных тепловой мощностью от 20 до 100 Гкал/ч. Суммарная установленная тепловая мощность котельных на начало 2022 года составляла 162,9 Гкал/ч.

АО «ЭСК» - в эксплуатации находятся 4 котельные. Суммарная установленная тепловая мощность котельных на начало 2022 года составляла 6,3 Гкал/ч.

Прочие ТСО – котельные, обслуживающие промпредприятия.

Основным топливом для котельных является природный газ, на ряде котельных резервное топливо – мазут, для Сормовской ТЭЦ основное топливо – газ и резервное топливо – мазут, для ООО «Автозаводской ТЭЦ» (ТЭЦ и котельная) основное топливо – газ и мазут.

Теплоисточники располагаются в разных районах г. Нижнего Новгорода.

Система теплоснабжения города Нижний Новгород в основном закрытая (для Сормовской ТЭЦ - в основном открытая).

Система централизованного теплоснабжения города представлена тремя наиболее крупными источниками теплоснабжения (Нагорная теплоцентраль, Сормовская ТЭЦ, Автозаводская ТЭЦ) и 435 котельными различной балансовой принадлежности (таблица 3.2.1.

Таблица 3.2.1 –Структура источников системы теплоснабжения

№ п/п	Районы централизованного теплоснабжения	Территория обслуживания	Источник теплоснабжения
1	2	3	4
1	Нагорный сетевой район	Нижегородский, Советский, Приокский районы города	Нагорная теплоцентраль, объединенная с другими котельными Нагорной части города
2	Сормовский сетевой район	Сормовский, Московский, Канавинский районы города.	Сормовская ТЭЦ
3	Автозаводский сетевой район	Автозаводской Ленинский районы города	Автозаводская ТЭЦ
4.	Заречная и Нагорная часть города	Заречная и Нагорная часть города, в т.ч.	435 котельных различной балансовой принадлежности
		Заречная часть города	219 котельных, в том числе 110 ведомственных и промышленных котельных и 109 муниципальных котельных
		Нагорная часть города	216 котельных, в том числе 92 ведомственных и промышленных котельных и 124 муниципальных котельных

Установленная тепловая мощность Сормовской ТЭЦ составляет 646 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 350 МВт.

Установленная тепловая мощность Автозаводская ТЭЦ составляет 1 812 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 480 МВт.

Суммарная установленная электрическая мощность ТЭЦ города на начало 2022 года составляла 830 МВт, суммарная установленная тепловая мощность – 2458 Гкал/ч.

Ограничения установленной тепловой мощности Автозаводской ТЭЦ отсутствуют.

Ограничение тепловой мощности Сормовской ТЭЦ составляет 48 Гкал/ч. Ограничение связано с фактом работы турбоагрегатов ст.№ 3, 4 без встроенных пучков в конденсаторе и с недостатком паровой мощности котлов. Технические ограничения по

паропроизводительности котлов составили 30 Гкал/ч и ограничения из-за технических характеристик турбин - 18 Гкал/ч, таким образом, располагаемая мощность станции – 598 Гкал/ч.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значения тепловой мощности нетто на конец 2021 года Автозаводской и Сормовской ТЭЦ представлены в таблице 3.2.2.

Тепловая мощность Мини-ТЭЦ города составляет 3 Гкал/ч.

Таблица 3.2.2 - Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто ТЭЦ города на конец 2021 года, Гкал/ч

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощностьь ТФУ	Ограничение тепловой мощности станции	Располагаемая тепловая мощностьь	Расход тепла на собственные нужды	Тепловая мощность нетто
1	2	3	4	5	6	7
1	АТЭЦ	1812	0	1812	60,53	1751,47
2	СТЭЦ	646	48	598	36,65	561,35
3	**ИТОГО**	**2458**	**48**	**2410**	**97,17**	**2312,83**

Кроме указанных крупных теплоисточников, для снабжения теплом промышленных объектов и абонентов коммунально-бытового сектора города в 2021 году функционировало прядка 435 котельных различной балансовой принадлежности.

Установленная тепловая мощность котельных города по состоянию на начало 2022 года составляет 4 203,76 Гкал/час, в том числе:

•АО «Теплоэнерго» - 2 120 Гкал/ч;

•ООО «Автозаводская ТЭЦ» (котельная «Ленинская») – 360,00 Гкал/ч;

•ООО «Генерация тепла» – 275,8 Гкал/ч (По данным ООО «Генерация тепла» по состоянию на 10.06.2022 суммарная установленная тепловая мощность котельных составляет 266,3 Гкал/ч);

•ООО «Нижновтеплоэнерго» - 222,6 Гкал/ч;

• АО «ЭСК» (бывшее ЗАО «Промышленные компьютерные технологии») – 6,3 Гкал/ч;

•ООО «СТН-Энергосети» - 162,9 Гкал/ч;

•котельных прочих теплоснабжающих организаций – 959,13 Гкал/ч.

Таким образом установленная тепловая мощность источников тепловой энергии г. Нижний Новгород составляет 6 626,2 Гкал/час, в том числе источников тепловой энергии комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Нижний Новгород - 2458,00 Гкал/ч, котельных города – 4 168,2 Гкал/ч.

Установленная мощность источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии составляет 37% от общей установленной тепловой мощности источников теплоснабжения города.

На источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии размещается 128 баков-аккумуляторов теплоносителя общей емкостью 33453 м3.

Сведения о наличии баков аккумуляторов на источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии приведены в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3 - Сведения о наличии баков аккумуляторов на источниках комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	**2**	**3**	**4**
1	**Автозаводская ТЭЦ**		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120
2.	**Сормовская ТЭЦ**		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	14000
3.	**АО «Теплоэнерго»**		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	112
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	17866
	в том числе		
3.1.	«Ипподром», пр. Ленина, 51, корпус 10 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	28
3.2.	ул. Академика Баха, 4-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000
3.3.	ул. Геройская, 11-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.4.	ул. Премудрова, 12-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.5.	ул. Памирская, 11 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	20
3.6.	«Водопроводная», ул. Московское шоссе, 15-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.7.	ул. Ивана Романова, 3-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.8.	ул. Мурашкинская, 13-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.9.	«15 квартал Московское шоссе», ул. Тихорецкая, 3-в (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.10.	«17 квартал», ул. Куйбышева, 41-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.11.	ул. Бульвар Мира, 4-а (газ., отдельностоящая)		

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.12.	ул. Знаменская, 5-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.13.	ул. Конотопская, 5 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.14.	ул. Конотопская, 4-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.15.	ул. Чкалова, 37-а (БМК) (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	20
3.16.	ул. Вольская, 15-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.17.	ул. Невельская, 9-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.18.	ул. Чкалова, 9-г (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.19.	ул. Лесной городок, 6-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	720
3.20.	ул. Климовская, 86-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.21.	ул. Таллинская, 15-в (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.22.	ул. Путейская, 31-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.23.	«Роддом №4», ул. Октябрьской Революции, 66 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.24.	«Квартал Д», пр. Ленина, 5-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
3.25.	ул. Металлистов, 4-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	10
3.26.	пер. Плотничный, 11 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.27.	ул. Суетинская, 21 (БМК) (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.28.	пл. Горького, 4-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.29.	ул. Нижегородская, 29 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.30.	ул. Заломова, 5 (газ., встроенная, пиковая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.31.	пер. Гоголя, 9-д (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.32.	ул. Рождественская, 8 (газ., встроенная)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.33.	«Школа №40», ул. Варварская, 15-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.34.	«Художественный Музей», Кремль, корпус 3-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.35.	ул. Соревнования, 4-а (газ., встроенная)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.36.	ул. Верхне-Волжская Набережная, 7-д (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.37.	ул. Горького, 65-д (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.38.	«Очистные сооружения», Артёмовские луга (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.39.	ул. Донецкая, 9-в (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	300
3.40.	«Тургенева, 13», пер. Бойновский, 9-д (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.41.	«Огородная, 9/10», ул. Радужная, 2-а (БМК) (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.42.	ул. Родионова, 28-б (уголь, отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.43.	ул. Генкиной, 37 (газ., встроенная)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.44.	ул. Бориса Панина, 19-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.45.	Санаторий «Нижегородский», Зеленый город (газ. отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	30
3.46.	«Больница №35», ул. Республиканская, 47-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	60
3.47.	ул. Ванеева, 63 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.48.	«Высоковский проезд, 39», пер. Звенигородский, 8-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.49.	«Школа №151», ул. Бориса Панина, 19-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.50.	ул. Нижне-Волжская набережная, 2-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	50
3.51.	«Почтовый съезд, 2», ул. Рождественская, 24 (газ, отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.52.	Дом-интернат для престарелых и инвалидов «Зеленый город» Зеленый город (газ., отдельностоящая)		

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.53.	ул. Минина, 1 (газ., встроенная)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.54.	«Щербинки МР 2», ул. Военных комиссаров, 9 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.55.	«Вятская», ул. Голованова, 25-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800
3.56.	«МР Юго-Запад», ул. 40 лет Победы, 15 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	600
3.57.	«Дворец Спорта», пр. Гагарина, 25-е (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.58.	«Инфекционная больница №2», ул. Барминская, 8-в (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.59.	«Лесная школа», Анкудиновское шоссе, 24 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.60.	«Медицинская Академия», пр. Гагарина, 70-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	500
3.61.	пр. Гагарина, 156 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	65
3.62.	ул.Терешковой, 7 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120
3.63.	«Батумская, 5» ул. Углова, 7 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.64.	ул. Батумская, 7-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1200
3.65.	ул. Радистов, 24 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
3.66.	«Академия МВД», Анкудиновское шоссе, 3-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120
3.67.	«ГЗРУ», пр. Гагарина 60 корп. 22 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120
3.68.	«Кварц», ул. Горная, 13-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	700
3.69.	«Термаль», пр. Гагарина, 178-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.70.	Совхоз «Цветы», ул. Цветочная, 3-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.71.	ул. Пугачева, 1 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	900
3.72.	«Баня №7», ул. Станиславского, 3 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.73.	«9 МР Сормово», ул. Базарная, 6 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1000
3.74.	«Циолковского, 5», ул. Коперника, 1-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.75.	«7 МР Сормово №1», ул. Гаугеля, 6-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800
3.76.	«7 МР Сормово №2», ул. Гаугеля, 25 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800
3.77.	«Роддом №6» ул. Сутырина, 19-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.78.	ул. Иванова, 36-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.79.	«4 МР Сормово», ул. Баренца, 9-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.80.	«3 МР Сормово», ул. Иванова, 14-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.81.	«Квартал Энгельса», ул. Энгельса, 1-в (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.82.	«Посёлок Народный», ул. Планетная, 8-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200
3.83.	ул. Римского-Корсакова, 50 (БМК) (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.84.	пр. Союзный, 43 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1500
3.85.	«КЭЧ», ул. Федосеенко, 89-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.86.	Московское шоссе, 219-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	150
3.87.	ул. Баранова, 11 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	500
3.88.	«пос. Дубравный», ул. Дубравная, 18 (БМК) (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.89.	ул. Красных Зорь, 4-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200
3.90.	ул. Гастелло, 1-а (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	118
3.91.	ул. Безрукова, 5 (газ., газ-мазут ДКВР-10-13, отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.92.	пр. Героев, 13 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.93.	ул. Александра Люкина, 6-а (газ., отдельностоящая)		

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д
3.94.	«НТЦ», ул. Ветеринарная, 5 (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	4000
3.95.	«Кардиоцентр», ул. Ванеева, 209-б (газ., отдельностоящая)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.96.	Июльских дней, 1		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.97.	«Школа №116», ул. Меднолитейная, 1-б (БМК)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.98.	«Школа №90», пер. Общественный, 6-а		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.99.	ул. Тепличная, 8-а (БМК)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120
3.100.	ул. 3-я Ямская, 7		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.101.	ул. Большая Покровская, 16		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.102.	ул. Воровского, 3		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.103.	ул. Гребешковский откос, 7		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.104.	ул. Дальняя, 1/29-в (БМК)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.105.	Зеленый город к/п «Санаторий ВЦСПС, 2-я территория»		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.106.	Детский санаторий «Ройка», Зеленый город		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
3.107.	«ГОУ Морёновская областная санаторно-лесная школа», Зеленый город, дом 7-г (БМК)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.108.	ул. Горького, 50		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	4
3.109.	Малая Ямская ул, 9б		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.110.	ул. Рождественская, 40-а		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.111.	ул. Ульянова, 47		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.112.	ул. Ярославская, 23		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.113.	ИТ-Парк Анкудиновка ОАО «Сбербанк РФ» (Кузнечиха)»		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	15
3.114.	пр. Гагарина, 97 (БМК)		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.115.	«Центр Мать и дитя» ул. Тропинина, 13-д		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	60
3.116.	«Больница №10», ул. Чонгарская, 43-а		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.117.	пер. Рубо, 3		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1
3.118.	Березовая Пойма		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	35
3.119.	Котельная ООО СнабСпецпром, ул. Космонавта Комарова д. 2Е		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.120.	Котельная ООО СнабСпецпром, ул. Арктическая, 20а		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	**2**	**3**	**4**
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.121.	БМК № 1, БМК № 2, деревня Кузнечиха, участики № 4 и № 5		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.122.	Новая БМК в районе ул. Ярославская-Соревнования		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.123.	Котельная в районе ул. Полевая		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.124.	Новая БМК по ул. Тропинина, 13д		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
3.125.	Новая котельная Санаторий «Нижегородский», Зеленый город		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
4.	**ООО «Нижновтеплоэнерго»**		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	660
	в том числе		
4.1.	Котельная ул. Деловая, 14		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	660
4.2.	Котельная ул. Родионова, 194б		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0
5.	**прочих теплоснабжающих организаций**		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	9
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	807
	в том числе		
5.1.	Котельная ООО «КСК», ул. Зайцева, 31в		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800
5.2.	Котельная ООО «КСК», ул. Малоэтажная, 31А		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2
5.3.	Котельная ООО «КСК», ул. Монастырка, 1		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	5
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	5
5.4.	Котельная ООО «СТН-Энергосети», д.Новопокровское, Советский район, ул. Вечерняя, д. 71		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных
5.5.	Котельная ООО «СТН-Энергосети», Московское ш., 52		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных
5.6.	Котельные ООО «СТН-Энергосети», К. Маркса, 60Б и К. Маркса, 42А		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных
5.7.	Котельная ООО «СТН-Энергосети», ул. Цветочная, д. 3 «В»		
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных
	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных

Горячее водоснабжение

В основном, приготовление воды для ГВС производится на теплоисточнике либо в тепловом пункте, после тепловых пунктов проложены 4-х трубные тепловые сети. Учитывая большую разницу геодезических отметок котельной и периферийных частей системы на магистралях, построены 3 подкачивающие насосные станции с насосами на обратных линиях, оборудованные регуляторами давления. Также необходимо отметить, что теплоснабжение потребителей ГВС, подключенных к СЦТ от Автозаводской ТЭЦ, осуществляется по отдельному трубопроводу (система теплоснабжения от ТЭЦ – трехтрубная).

Теплоносителем систем теплоснабжения от ТЭЦ и большинства крупных котельных для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения является горячая вода со следующими проектными температурными графиками:

•для ТЭЦ и крупных котельных - 150/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» 110 ºС для Автозаводской ТЭЦ и 115ºС для Сормовской ТЭЦ), нижняя «срезка» температурного графика в си-стемах централизованного теплоснабжения с ГВС в основном 70 ºС;

•для многих районных и крупных производственных котельных 130//70ºС, 120/70ºС, 125/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» на 115 ºС) и 115/70ºС;

•для квартальных котельных 95/70 ºС.

«Установленная тепловая мощность» – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды.

«Собственные нужды котельной» — это количество тепловой энергии, расходуемое в котельной: на отопление здания котельной, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Расход тепла на собственные нужды котельной определяется расчетным или опытным путем (Расчет проводится согласно разделу 3 «Методических указаний по определению расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий»).

Общий расход теплоты на собственные нужды котельной определяется как сумма расходов теплоты (пара) на отдельные элементы затрат:

–потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;

–расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;

–расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;

–расход теплоты на бытовые нужды персонала;

–прочие.

«Тепловая мощность нетто теплоисточника» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии г. Нижний Новгород составляет 6 626,2 Гкал/час, в том числе источников тепловой энергии комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Нижний Новгород - 2458,00 Гкал/ч, котельных города – 4 168,2 Гкал/ч.

Размер располагаемой тепловой мощности всех котельных городского округа город Нижний Новгород составляет 6 211,62 Гкал/час, затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 176,72 Гкал/час, размер тепловой мощности (нетто) всех котельных составляет 5 495,96 Гкал/час, резервная мощность всех котельных составляет 1 578,85 Гкал/час.

Характеристика источников теплоснабжения отражена также в разделе 3.2.2.3 настоящего документа.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород приведены в таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4 - Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	6614,054	6618,53	6577,6	6626,2
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6173,23	6180,59	6142,11	6211,62
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	181,15	171,55	172,88	176,72
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5453,14	5470,09	5430,29	5495,96
5	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1819,41	1708,58	1665,55	1578,85

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к системе централизованного теплоснабжения города Нижнего Новгорода, согласно предоставленной информации по состоянию на конец 2021 года в горячей воде составляла около 4894,7 Гкал/ч (со среднечасовой нагрузкой ГВС). Потребление тепловой энергии за 2021 год составило около 11889 тыс. Гкал/год.

Договорные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в горячей воде по состоянию на конец 2021 года отражены в таблице 3.2.5.

Таблица 3.2.5 - Договорные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в горячей воде по состоянию на конец 2021 года

№ п/п	Источники тепловой энергии	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч		
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение (ср.-час.)	суммарная нагрузка
1	2	3	4	5
1	Сормовская ТЭЦ филиал «Нижегородский» ПАО »Т Плюс»	385,594	50,234	435,828
2	Автозаводская ТЭЦ и котельная »Ленинская» ООО »Автозаводская ТЭЦ»	1875,557	181,844	2057,401
3	Котельные АО «Теплоэнерго»	1242,240	132,220	1374,460
4	Котельные прочих теплоснабжающих организаций	916,610	110,400	1027,010
ИТОГО:		**4420,001**	**474,698**	**4894,699**

Потребление тепловой энергии в горячей воде за 2021 год отражено в таблице 3.2.6.

Таблица 3.2.6 - Потребление тепловой энергии в горячей воде за 2021 год

№ п/п	Источники тепловой энергии	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал/год		
		отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное
1	2	3	4	5
1	Сормовская ТЭЦ филиал «Нижегородский» ПАО »Т Плюс»	923,1	497,0	1420,1
2	Автозаводская ТЭЦ и котельная »Ленинская» ООО »Автозаводская ТЭЦ»	2185,0	1456,7	3641,7
3	Котельные АО «Теплоэнерго»	2693,0	1795,3	4488,3
4	Котельные прочих теплоснабжающих организаций	1520,2	818,6	2338,8
ИТОГО:		**7321,3**	**4567,6**	**11888,9**

Остаточный ресурс.

Согласно ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования» расчетный срок службы установки и входящего в нее оборудования не менее 40 лет, кроме отдельного оборудования и элементов оборудования, перечень и сроки службы которых установлены в стандартах или в ТУ (ТЗ) на конкретное оборудование.

Согласно СО 153-34.17.469-2003 срок службы источников теплоснабжения - паровых котлов – 24 года, водогрейных всех типов – 16 лет. Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котельных и оборудования отсутствуют.

По данным Схемы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород на источниках тепловой энергии и тепловых сетях зафиксирован низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования.

Теплоснабжающими организациями ежегодно проводятся мероприятия по реконструкции оборудования и сетей тепловых источников (Таблица 3.2.7)

Таблица 3.2.7 – Показатели реконструкции оборудования на источниках теплоснабжения и тепловых сетей

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии,	%	4,81	1,2	6,63

Наибольшая доля сетей теплоснабжения (~62%) проложена до 1990 года и имеет срок эксплуатации более 30 лет, что свидетельствует о значительном уровне износа сетей.

Распределение протяженности трубопроводов основных теплоснабжающих организаций по годам прокладки показано в разделе 3.2.2.2.

Средневзвешенный показатели эксплуатации тепловых сетей отражены в таблице 3.2.8.

Таблица 3.2.8 - Средневзвешенный показатели эксплуатации тепловых сетей

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	**ВСЕГО**				
	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	26,4	26,9	27,5

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2019	2020	2021
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1.1.	**ЕТО АО «Теплоэнерго»**				
	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	20,37	20,15	20,03
	магистральных	лет	20,4	20,2	20
	распределительных	лет	20,4	20,2	20
1.2.	**ЕТО ООО «Автозаводская ТЭЦ»**				
	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	29,63	30,63	31,63
1.3.	**ЕТО ООО «Нижновтеплоэнерго»**				
	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	33,4	34,4	35,4
1.4.	**ЕТО ООО «Коммунальная сетевая компания»**				
	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	0	0,9	1,9

Ограничения использования мощностей.

Ограничение использования установленной тепловой мощности котлов происходит вследствие снижения КПД котлов в процессе длительной эксплуатации.

Оптимальный режим эксплуатации котлов определяется в процессе режимно-наладочных тепловых испытаний, по результатам которых составляются режимные карты для каждого котлоагрегата.

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при отпуске тепловой энергии от источников тепловой энергии в системы теплоснабжения осуществляется способом центрального качественного регулирования по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Регулирование отпуска тепла в сетевой воде от всех источников осуществляется способом качественного регулирования в отопительный период в рамках сегмента температурного графика до точки срезки и количественно-качественного регулирования в переходных периодах, определяемых диапазонами спрямления графика до точки его излома и после точки срезки.

Теплоносителем систем теплоснабжения от ТЭЦ и большинства крупных котельных для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения является горячая вода со следующими проектными температурными графиками:

•для ТЭЦ и крупных котельных - 150/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» 110 ºС для Автозаводской ТЭЦ и 115ºС для Сормовской ТЭЦ), нижняя «срезка» температурного графика в системах централизованного теплоснабжения с ГВС в основном 70 ºС;

•для многих районных и крупных производственных котельных 130//70ºС, 120/70ºС, 125/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» на 115 ºС) и 115/70ºС;

•для квартальных котельных 95/70 ºС.

Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети от каждого источника тепловой энергии. Приведены в разделе 3.2.2.2.

По данным Схемы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород на источниках теплоснабжения зафиксировано:

- несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения;
- завышенные по сравнению с нормативными значениями температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению использования располагаемой мощности ТЭЦ;

- локальный избыток мощностей источников теплоснабжения при одновременном наличии зон дефицита за счет отсутствия пропускной способности отдельных участков.

С целью снятия ограничений тепловой мощности котельных планируется реализация проектов, направленных на техническое перевооружение котельных города Нижнего Новгорода:

Системы учета расхода ресурсов.

Согласно пункту 1 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

Сведения об оснащении котельных городского округа город Нижний Новгород приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети представлены в таблице 3.2.9.

Таблица 3.2.9 - Приборы учёта отпуска тепловой энергии на котельных городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	21,0	20,9	22,5
2.	Доля котельных, оборудованных приборами учета	%	99,5	99,5	99,5

В случае отсутствия счётчиков тепловой энергии на котельных учет выработанной тепловой энергии производится расчетным способом, исходя из объемов сжигаемого топлива с учетом его теплотворной способности и удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

В соответствии с пунктом 1 статьи 19 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» количество тепловой энергии, теплоносителя, поставляемых по договору теплоснабжения или договору поставки тепловой энергии, а также передаваемых по договору оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, подлежит коммерческому учету.

В целях недопущения нарушений действующего законодательства необходимо оснащение котельных приборами учёта отпущенной тепловой энергии.

Система автоматизации источников теплоснабжения.

Структура систем автоматического управления обеспечивает реализацию многоступенчатого регулирования отпуска тепловой энергии, необходимость которого определяется особенностями системы, а также автоматическое обнаружение мест отказов в тепловых сетей и их локализацию, переход от нормального режима к послеаварийному и затем опять к нормальному, защиту от повышения давления и гидравлического удара. Выполнение этих функций возможно лишь при ликвидации характерного для современных систем теплоснабжения недостатка в средствах автоматического регулирования, который становится особенно ощутимым с ростом единичных мощностей источников теплоты и систем. Наибольшая эффективность может быть достигнута в условиях комплексной автоматизации в рамках АСУ ТП и реализации АСДУ.

Основной задачей автоматизации регулирования отпуска теплоты на отопление и горячее водоснабжение в тепловых пунктах зданий (ЦТП, ИТП) является обеспечение комфортных условий в отапливаемых помещениях при существенной экономии теплоты и, соответственно, топлива. Одновременно с решением главной задачи автоматизация тепловых пунктов повышает надежность систем теплоснабжения и позволяет:

-улучшить состояние изоляции трубопроводов и снизить коррозионную повреждаемость тепловых сетей;

-обеспечить подачу теплоты потребителям в требуемом количестве (соответствующем температуре наружного воздуха) при ликвидации аварий в сетях с резервированием;

-обеспечить устойчивость гидравлических режимов работы систем отопления зданий при снижении температуры сетевой воды, относительно требуемой по графику;

-обеспечить автономную циркуляцию в местных системах отопления при аварийном падении давления в тепловых сетях, позволяющую снизить вероятность повреждений систем отопления потребителей.

Улучшение состояния изоляции трубопроводов и улучшение условий работы компенсаторных устройств обеспечивается осуществлением центрального регулирования отпуска теплоты на источнике теплоты по ступенчатому температурному графику регулирования при постоянной температуре.

Наличие автоматизации отпуска теплоты в тепловых пунктах тепловых сетей с резервированием (путем устройства перемычек между тепловыми сетями смежных районов) позволяет осуществить широкое маневрирование температурой сетевой воды.

При ликвидации аварий на отдельных участках сети можно, повысив температуру теплоносителя, подать всем потребителям теплоту на отопление в полном объеме (соответствующую температуре наружного воздуха) при сниженном расходе сетевой воды на отопление. Значение этого расхода определяется расчетом для каждой конкретной сети с учетом имеющихся перемычек и места аварии.

Гидравлический режим работы автоматизированных систем отопления здания ухудшается при снижении температуры теплоносителя относительно графика температуры сетевой воды, в том числе при аварии на источнике теплоты. При этом регулирующие клапаны авторегуляторов отпуска теплоты на отопление полностью открываются, и возможна разрегулировка тепловой сети, так как головные потребители отберут из сети больший расход, чем концевые потребители. Чем ниже гидравлическая устойчивость сети, тем больше величина указанной разрегулировки и тем больше снижается надежность теплоснабжения. Устранить этот недостаток возможно путем установки дополнительных регуляторов давления (перепада давления). Однако, это приводит, во-первых, к усложнению работы средств автоматизации в тепловых пунктах из-за взаимного влияния авторегуляторов отпуска теплоты и гидравлического режима, а во-вторых, к удорожанию системы автоматизации.

Снизить вероятность повреждений систем отопления зданий от замораживания при аварийном прекращении подачи теплоносителя из сети (например, в результате падения давления в тепловой сети) позволяет организация автономной циркуляции воды в местных системах отопления. При наличии циркуляции воды, кроме того, увеличивается временной диапазон для выполнения необходимого слива воды из систем отопления. В получивших наибольшее распространение ЦТП с корректирующими насосами смешения указанная циркуляция обеспечивается установкой на подающем трубопроводе на входе в ЦТП электроконтактных манометров (ЭКМ), которые приводят в действие насос смешения (или оба насоса, если подача каждого составляет 50 % от расчетного расхода воды на отопление).

Средства автоматизации установлены на источниках теплоснабжения для поддержания температуры горячей воды и управления насосами ХВС.

Расход ресурсов.

На ТЭЦ и в котельных, действующих на территории муниципального образования, используются природный газ, уголь, мазут (резервное топливо).

Основным видом топлива практически всех источников тепловой энергии является природный газ.

В 2021 году в городе Нижний Новгород преобладающим видом топлива является природный газ. На его долю приходится 99,9% суммарного потребления топлива, на долю мазута – 0,1%.

На основании заключенных договоров на поставку топлива для источников тепловой энергии городского округа город Нижний Новгород качество предоставляемого природного газа соответствует ГОСТ 5542-87.

Основные показатели топливно-энергетических балансов источников тепловой энергии приведены в таблице 3.2.10. и в Приложении 2 Обосновывающих материалов.

Таблица 3.2.10– Основные показатели топливно-энергетических балансов источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
	Топливно-энергетический баланс АТЭЦ				
1	Установленная электрическая мощность	МВт	505	505	480
2	Установленная тепловая мощность	Гкал/час	1866	1866	1812
3	Отпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	3024,2	3035,7	3328,8
4	Выработка электрической энергии	млн. кВт*ч	1600,5	1695,3	1831,7
4.1.	в том числе, в теплофикационном режиме	млн. кВт*ч	1256,8	1236	1278,1
4.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт*ч	343,7	459,3	553,6
5	Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВт*ч	1362,6	1452,9	1578,8
6	Число часов использования электрической мощности	ч	3169,3	3357	3816,1
7	Отпуск сжатого воздуха	млн. м куб.	204,6	134,3	179,6
8	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т./кВт·ч	297	311,9	315,3
9	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	148,9	150,1	151,4
10	УРУТ на отпуск сжатого воздуха	кг у.т./тыс. м3	33,3	34,4	38,5
11	Расход условного топлива	тыс. т у.т.	862	913,5	1008,6
11.1.	в том числе, на отпущенную электроэнергию	тыс. т у.т.	404,8	453,1	497,7
11.2.	в том числе, на отпущенную тепловую энергию	тыс. т у.т.	450,4	455,8	503,9
11.3.	в том числе, на отпущенный сжатый воздух	тыс. т у.т.	6,8	4,6	6,9
12.	Расход природного газа	млн. м3	739,8	780	863,8
13.	Расход мазута	тыс. тн	0,1	0,5	0,5
	Топливно-энергетический баланс Котельная «Ленинская»				
1	Установленная мощность	Гкал/час	360	360	360
2	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	314	241,6	312,9
3	Расход условного топлива	тыс. тут	46,3	36	47,1
4	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг у.т./Гкал	147,4	149,1	150,7
5	Расход природного газа	млн. м3	39,8	30,8	40,4
6	Расход мазута	тыс. тн	0	0	0
	Сводный перспективный топливно-энергетический баланс ООО «Автозаводская ТЭЦ»				
1	Выработка электрической энергии ТЭЦ	млн. кВт*ч	1601	1695	1832
2	Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн. кВт*ч	1363	1453	1579
3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов всего	тыс. Гкал	3338	3277	3642

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
3.1.	в том числе ТЭЦ	тыс. Гкал	3024	3036	3329
3.2.	в том числе котельными	тыс. Гкал	314	242	313
4	Отпуск сжатого воздуха	млн. м3	204,6	134,3	179,6
5	Расход условного топлива	тыс. тут	908,3	949,5	1055,7
5.1.	в том числе, на отпущенную электроэнергию	тыс. тут	404,8	453,1	497,7
5.2.	в том числе, на отпущенную тепловую энергию от источников с комбинированной выработкой	тыс. тут	450,4	455,8	503,9
5.3.	в том числе, на отпущенную тепловую энергию от источников с комбинированной выработкой	тыс. тут	46,3	36	47,1
5.4.	в том числе, на производство сжатого воздуха	тыс. тут	6,8	4,6	6,9
6	УРУТ на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт·ч	297	311,9	315,3
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекто- ров ТЭЦ	кг у.т./Гкал	148,9	150,1	151,4
8	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекто-ров котельных	кг у.т./Гкал	147,4	149,1	150,7
9	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекто- ров источников ООО «Автозаводская ТЭЦ»	кг у.т./Гкал	148,8	150,1	151,3
10	УРУТ на отпуск сжатого воздуха	кг у.т./тыс.м3	33,3	34,44	38,5
11	Расход природного газа	млн. м3	779,6	810,9	904,2
12	Расход мазута	тыс. тн	0,1	0,5	0,5
	Топливно-энергетический баланс Сормовской ТЭЦ				
1	Отпуск тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	1116,3	1189,4	1412,4
2	Расход тепловой энергии на хо- зяйственные нужды (теплноси- тель - вода)	тыс. Гкал	0	0	0
3	Отпуск тепловой энергии от ис- точника тепловой энергии (полез- ный отпуск), в т.ч.	тыс. Гкал	1116,3	1189,4	1412,4
3.1.	теплноситель - вода	тыс. Гкал	1107,1	1182	1406,4
3.2.	теплоноситель - пар	тыс. Гкал	9,3	7,4	6
4	Выработка электроэнергии, в т.ч.	млн. кВт*ч	737,7	659	855
4.1.	на тепловом потреблении	млн. кВт*ч	454,1	466,2	549,7
4.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт*ч	283,6	192,8	305,3
5	Отпуск электроэнергии	млн. кВт*ч	631,1	556,6	737,9
6	УРУТ на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	151,2	150,6	151,8
7	УРУТ на отпущенную электроэнергию	г/кВт*ч	314,6	298	299,9
8	Расход условного топлива на отпущенную ТЭ	тыс. т у.т./год	168,8	179,1	214,5
9	Расход условного топлива на отпущенную ЭЭ	тыс. т у.т./год	198,6	165,9	221,3
10	Суммарный расход условного топлива	тыс. т у.т./год	367,3	345	435,7
	Сводный топливно-энергетический баланс котельных АО «Теплоэнерго»				
1	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3948,90	3891,18	4363,12
2	Удельный расход условного топлива на отпуска тепловой энергии с коллекторов на источниках тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,5	157,6	158,8
3	Расход условного топлива источниками тепловой энергии, в т.ч.	т у.т	618 020	613 389	692 751
3.1.	АО «Теплоэнерго» газ	т у.т	617 950	613 347	692 751
3.2.	АО «Теплоэнерго» уголь	т у.т	70	42	0

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
4	Расход натурального топлива источниками тепловой энергии				
4.1.	АО «Теплоэнерго» газ	тыс. м3/т н.т.	533 837	527 653	590 376
4.2.	АО «Теплоэнерго» уголь	тыс. м3/т н.т.	139	84	0
	Сводный топливно-энергетический баланс котельных прочих теплоснабжающих организаций				
1	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	2219,831	2288,491	2364,901
2	Удельный расход условного топлива на отпуска тепловой энергии с коллекторов на источниках тепловой энергии	кг у.т./Гкал	161,4	161,3	160,2
3	Расход условного топлива источниками тепловой энергии	т у.т	358 367	369 067	378 947
4	Расход натурального топлива источниками тепловой энергии	тыс. м3/т н.т.	307 405	315 613	325 267

В перспективе структура топливного баланса в городе Нижнем Новгороде останется неизменной. Преобладающим видом топлива останется природный газ, на долю которого будет приходиться практически 100% потребления топлива на ТЭЦ и котельных города Нижний Новгород.

Качество эксплуатации, наладки и ремонтов систем теплоснабжения, оценка надежности систем теплоснабжения.

Надежность системы теплоснабжения в значительной степени определяется организацией эксплуатации системы, взаимодействия поставщиков тепловой энергии и их потребителями, своевременным проведением ремонтов, заменой изношенного оборудования, наличием аварийно-восстановительной службы и организацией аварийных ремонтов. Последнее является особенно важным при наличии значительной доли ветхих теплопроводов и их высокой повреждаемости.

Организация аварийно-восстановительной службы, ее численности и технической оснащенности в каждом конкретном случае решается на основе технико-экономического обоснования с учетом оптимального сочетания структурного резерва системы теплоснабжения и временного резерва путем использования аккумулирующей способности зданий. Процесс восстановления отказавших теплопроводов совершенствуется нормированием продолжительности ликвидации аварий и определением оптимального состава аварийно-восстановительной службы.

Для качественного выполнения ремонтных работ в составе системы централизованного теплоснабжения предусматриваются:

- аварийно-восстановительные службы (АВС), численность персонала и техническая оснащенность которых обеспечивает полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях;
- собственные ремонтно-эксплуатационные базы (РЭБ) - для районов тепловых сетей с объемом эксплуатации 1000 условных единиц и более. Численность персонала и техническая оснащенность РЭБ определяются с учетом состава оборудования, применяемых конструкций теплопроводов, тепловой изоляции и т.д.;
- механические мастерские - для участков (цехов) тепловых сетей с объемом эксплуатации менее 1000 условных единиц;
- единые ремонтно-эксплуатационные базы - для тепловых сетей, которые входят в состав подразделений тепловых электростанций, районных котельных или промышленных предприятий.

Время ликвидации аварий в значительной мере зависит от наличия запасных частей и материалов, необходимых для этого. Поэтому особое внимание уделяется поддержанию необходимого запаса материалов, деталей, узлов и оборудования.

Основой надежной, бесперебойной и экономичной работы систем теплоснабжения является выполнение правил эксплуатации, а также своевременное и качественное проведение профилактических ремонтов.

Выполнение в полном объеме перечня работ по подготовке источников, тепловых сетей и потребителей к отопительному сезону в значительной степени обеспечит надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

Проблемы и направления их решения

В результате инженерно-технического анализа работы системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород в части источников теплоснабжения выявлены технические и технологические проблемы:

- несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения;
- завышенные по сравнению с нормативными значениями температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению использования располагаемой мощности ТЭЦ;
- локальный избыток мощностей источников теплоснабжения при одновременном наличии зон дефицита за счет отсутствия пропускной способности отдельных участков сети;
- снижение или стабилизация на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ;
- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и (или) отпуска тепловой энергии на котельных.

Для решения указанных проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 7 Обосновывающих материалов.

3.2.2.2. Анализ эффективности и надежности сетей теплоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, резервирование, применяемые графики работы и их обоснованность, статистика отказов и среднего времени восстановления работы, качество эксплуатации и диспетчеризации, состояние учета.

Схема и структура сетей теплоснабжения

В городе Нижнем Новгороде представлены самые разнообразные типы систем теплоснабжения: открытые и закрытые, 2-х, 3-х и 4-х трубные, кольцевые и радиальные, одно- и двухконтурные (с ЦТП).

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в электронной форме приведены в Электронной модели Схемы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород на период до 2030 года (актуализация на 2023 год) (22401.ОМ-ПСТ.003.000).

По данным Схемы теплоснабжения протяженность водяных тепловых/паровых сетей и сетей горячего водоснабжения в однотрубном исчислении по городскому округу город Нижний Новгород составляет 3 658,853 км, в том числе водяных – 3 632,679 км, паровых – 22,17 км.

Общая характеристика водяных тепловых сетей теплоснабжающих организаций на территории города Нижнего Новгорода представлена в таблице 3.2.11.

Таблица 3.2.11 – Общая характеристика водяных тепловых сетей городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
1	**2**	**3**	**4**
1	ООО «Теплосети»	865694	261398
2	АО «Теплоэнерго»	2417723	386312
3	ООО «Нижновтеплоэнерго»	173 756	37 544
4	ООО «Генерация тепла»	35 922,5	4 833,65
5	АО «ЭСК»	70	3,99
6	ООО «Коммунальная сетевая компания»	35419	7986
7	ООО «СТН-Энергосети»	25864	6532
8	ПАО «НИТЕЛ»	5878	968
9	прочие	72 352,5	9 301,36
10	**Всего**	**3632679**	**714879**

Информация о протяженности паровых тепловых сетей теплоснабжающих организаций города Нижнего Новгорода представлена в таблице 3.2.12.

Таблица 3.2.12 - Общая характеристика паровых тепловых сетей теплоснабжающих организаций на территории города Нижнего Новгорода

№ п/п	ТСО	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2	Средний диаметр, мм
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	АО «Теплоэнерго	8 867,60	4 433,80	500
1	ООО «Теплосети»	13 307,00	3 885,54	292
2	**Всего**	**22 174,60**	**8 319,34**	**375**

Доли протяженности тепловых сетей (отопление и ГВС) по теплоснабжающим организациям, представленные на рисунке 3.2.2., составляют:

•АО «Теплоэнерго» – 66,55%
•ООО «Теплосети» – 23,83%
•ООО «Нижновтеплоэнерго» – 6,55%
•ООО «Генерация тепла» - 1,21%
•ООО «Коммунальная сетевая компания» - 0,98%
•ООО «СТН - Энергосети» - 0,71%
•АО «ЭСК» - 0,00%
•ПАО «НИТЕЛ» –0,16%.

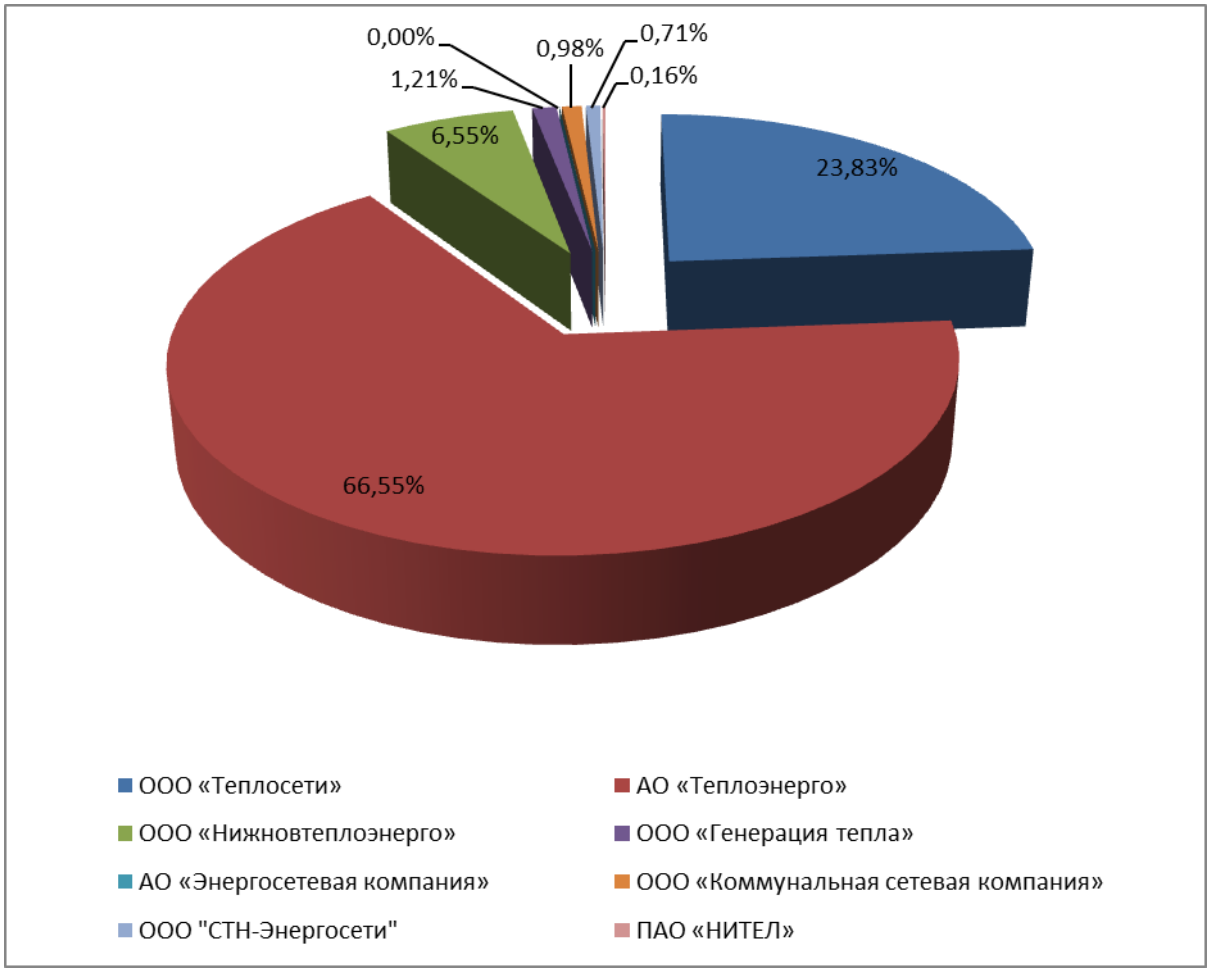


Рисунок 3.2.2 - Распределение протяженности тепловых сетей по теплоснабжающим организациям

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления в течение тридцати дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозяйного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозяйный объект теплоснабжения обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозяйным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозяйными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее - организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано

разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозяйный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.

Орган регулирования обязан включить затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию бесхозяйных объектов теплоснабжения, тепловая мощность которых распределена в отношении тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, подключенных к системе теплоснабжения в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Бесхозяйные тепловые сети, предназначенные для обеспечения потребителей в городском округе город Нижний Новгород тепловой энергии, присоединены к тепловым сетям, обслуживаемым АО «Теплоэнерго, ООО «Нижновтеплоэнерго», ООО «Теплосети», ООО «Генерация тепла» и иные теплоснабжающие организации.

Перечень бесхозяйных объектов недвижимости в рамках постановлений администрации города Нижнего Новгорода приведён в таблице 3.2.13.

Общий перечень участков бесхозяйных тепловых сетей на территории города Нижнего Новгорода отражен в Приложении 2 Обосновывающих материалов.

Таблица 3.2.13 - Перечень бесхозяйных объектов недвижимости, эксплуатируемых АО «Теплоэнерго» в рамках постановлений администрации города Нижнего Новгорода

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	Кот. НТЦ (ЦТП-103)	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-422-3-2_к4 до наружной стены дома № 37 по ул. Полтавская	78,8	Тепловая сеть	от ТК-422/3-К4 до узла учета на отопление жилого дома № 37 по ул. Полтавская в Советском районе города Нижнего Новгорода Нижегородской области	276
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.			78,8	Сеть горячего водоснабжения	Нижегородская обл., городской округ город Нижний Новгород, г. нижний Новгород, ул. Полтавская, 37, от ТК-422/3-К4 до узла учета горячей воды	111
2	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	Кот. НТЦ (ЦТП-104)	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3 к4 до наружной стены	474,8	Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-405-3_к1 до наружной стены жилого дома № 11 по ул. Тимирязева	14

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.		вставки дома 13 по ул. Тимирязева		Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3 к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от внутренней стены жилого дома № 11 по ул. Тимирязева по техподполью	66
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от наружной стены жилого дома № 11 по ул. Тимирязева до ТК-405-3_к4	4
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-405-_к4 до наружной стены жилого дома по ул. Тимирязева, 13	3

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3 к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-405-3 к4 до наружной стены жилого дома по ул. Тимирязева, 13 (вставка)	98
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.			474,8	Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область,г Нижний Новгород, от ТК-405-3_к1 до наружной стены жилого дома №11 по ул. Тимирязева	14
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от внутренней стены жилого дома № 11 по ул. Тимирязева по техподполью	66

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3 к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от наружной стены жилого дома № 11 по ул. Тимирязева до ТК-405-3_к4	4
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-405-3_к4 до наружной стены жилого дома по ул. Тимирязева, 13	3
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Трасса отопления и ГВС от ТК-450-3_к1 до дома № 11 по ул. Тимирязева, по техподполью дома № 11, до ТК-405-3_к4, и далее до наружной стены дома № 13 и от ТК-405-3_к4 до наружной стены вставки дома 13 по ул. Тимирязева	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от ТК-405-3_к4 до наружной стены жилого дома по ул. Тимирязева ,13(вставка)	98

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления на жилой дом по ул. Бекетова, д.3А	66	данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Ногвород, на жилые дома по ул. Краснозвездной № 1, 2, 3, 4, 6а, 6, 8а, 10а, 12, 14, 16, 19/1, 19/2, 19/3, 19 корп. 1 по ул. Бекетова № 3а, Мельникова-Печерского №4, 7, 9	1223
4	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-171)	Теплотрасса отопления и ГВС на жилой дом 19 по ул. Краснозвездной	36			
5	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-171)	Теплотрасса отопления и ГВС на жилой дом 19/1 по ул. Краснозвездной	36			
6	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-171)	Теплотрасса отопления и ГВС на жилые дома 12, 14, 16 по ул. Краснозвездная	942			
7	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-171)	Теплотрасса отопления и ГВС на жилые дома 1, 3, 4 по ул. Краснозвездной	758			
8	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-171)	Теплотрасса отопления на жилые дома 8а, 10а по ул. Краснозвездной	204			

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления и ГВС к ж.д. № 83 по ул. Невзоровых (ТСЖ Невзоровское)	74,95	Теплотрасса отопления и ГВС к ж.д. № 83 по ул. Невзоровых (ТСЖ «Невзоровское»)	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от места врезки трубопровода до запорной арматуры в ИТП «Невзоровых, 85»	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от запорной арматуры в ИТП «Невзоровых,85» до внутренней стены жилого дома № 83 по ул. Невзоровых	28
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от запорной арматуры в ИТП «Невзоровых,85» до внутренней стены жилого дома № 83 по ул. Невзоровых	25
10	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления и ГВС к ж.д. № 12 по ул. Дунаева (ТСЖ Невзоровское)	459,05	Теплотрасса отопления и горячего водоснабжения к ж.д. № 12 по ул. дунаева (ТСЖ «Невзоровское»)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от запорной арматуры в ТК-427-1-К-1 до наружной стены жилого дома №12 по ул. Дунаева	16
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Теплотрасса отопления и горячего водоснабжения к ж.д. № 12 по ул. дунаева (ТСЖ «Невзоровское»)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от запорной арматуры в ТК-427-1-К-1 до наружной стены жилого дома №12 по ул. Дунаева	16
11	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Советский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления от ТК-122_е3 до наружной стены жилого дома 19 по ул. Верхняя	24	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-122_к2 до наружной стены жилого дома №19 по ул. Верхняя	8

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. ул. Вавварская, 15Б	Теплотрасса отопления и ГВС от котельной «Школа №40» по ул. Варварская, 15Б до узла ввода лицея №40 по ул. Варварская, 15А, до д. №7 по ул. Академика Блохиной	394	данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород от котельной «школа 40» (Варварская,15а) до узла ввода лицея №40 (Варварская ,15а) с учетом узла ввода	50
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород от котельной «школа 40» (Варварская,15а) до узла ввода лицея №40 (Варварская ,15а) с учетом узла ввода	50
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				данные отсутствуют	Нижегородская область,г Нижний Новгород, от котельной «школа40» (Варварская,15б)до стены дома №7 ул.Блохиной	43
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород от котельной «школа 40» (Варварская,15б) до стены дома №7 ул.Блохиной	43
13	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ	Теплотрасса от врезки в городскую сеть до стены здания церкви Петра и Павла (ул. Горького, 141а)	90	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от врезки в городскую сеть до стены здания церкви Петра и Павла (ул. Горького,141а)	46
14	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. пер. Плотничный, 11	Теплотрасса отопления от врезки в городскую сеть до стены зданий прихода Успенской церкви (пер. Крутой, 3, 7)	76	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Норвгород,от врезки в городскую сеть до стены зданий прихода Успенской церкви (пер. крутой,3,7)	76

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. ул. Горького, 65Д	Теплотрасса отопления от ТК-3 до здания академии МВД по ул. Б. Покровская, 65	120	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Норвгород,от ТК-3 до здания академии МВД по ул. Б.Покровская,65	65
16	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Нижегородский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. НТЦ (ЦТП-127)	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-436-3к1-1 до наружной стены дома № 45А по ул. Б.Печерская, ТСЖ «Дружба»	140	Данные отсутствуют	Нижегородская область,г Нижний Новгород , от ТК-436-3к1-1 до стены дома №45А ул.Б.Печерская	18
17	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. ул. Коперника, 1а	Теплотрасса отопления от УТ-2-2 жо наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	259	от УТ-2-2 до наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, р-н Московский, от УТ-2-2 до камеры опуска	15
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				от УТ-2-2 до наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от камеры опуска до ТК-2-2-1	2
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				от УТ-2-2 до наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-2-2-1 до наружной стены дома № 7 по ул. Циолковского	10
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				от УТ-2-2 до наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-2-2-1 до ТК-2-2-2	4

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				от УТ-2-2 до наружной стены домов № 7, 7/1 по ул. Циолковского	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-2-2-2 до наружной стены дома № 7/1 по ул. Циолковского	95
18	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.	кот. ул. Гаугеля, 6Б	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-27 до наружной стены дома 45/3 по пр. Кораблестроителей	735,5	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-27 до наружной стены ж/д № 45/1 по пр. Кораблестроителей	56
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/1по техподполью до точки врезки на эл. узел	5
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки на эл. узел до наружной стены дома № 45/1 по пр. Кораблестроителей	51
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/1 до ТК-28	27
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-28 до наружной стены дома № 45/2 по пр. Кораблестроителей	4

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/2 по техподполью до точки врезки на эл. узел	47
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки на эл. узел до наружной стены дома № 45/2 по пр. Кораблестроителей	19
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки на эл. узел до наружной стены дома № 45/2 по пр. Кораблестроителей	19
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/2до ТК-29	4
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, р-н Сормовский , от ТК 29 до наружной стены дома № 45/3 по пр. Кораблестроителей	56
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК -27до наружной стены ж/д № 45/1 по пр. Кораблестроителей	56

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/1 по техподполью до точки врезки на эл. узел	5
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки на эл. узел до наружной стены дома 45/1 по пр. Кораблестроителей	51
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/1до ТК-28	27
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК 28 до наружной стены дома № 45/2 по пр. Кораблестроителей	4
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены дома № 45/2по техподполью доточки врезки на эл. узел	47
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, р-н Сормовский,от точки врезки на эл.узел до наружной стены дома 45/2 по пр. Кораблестроителей	19

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, р-н Сормовский , от наружной стены дома №45/2 до ТК-29	4
	Бесхоз-1	№ 4753 от 12.11.2012 (в редакции постановления от 15.07.2013 № 2627	Сормовский	№ 355/п-1 от 13.11.2012г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от ТК-29 до наружной стены дома №45/3 по пр. Кораблестроителей	56
19	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ЦТП-136)	Теплотрасса отопления и ГВС ул. Генерала Ивлиева, 22	108	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-362к12 до наружной стены дома №22 по ул.Генерала Ивлиева	46
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			108	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-362к12 до наружной стены дома №22 по ул.Генерала Ивлиева	46
20	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ТК-427-2)	Теплотрасса отопления ул. Невзоровых, 87	29	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, ТК-427-2 до наружной стены дома №87 по ул. Невзоровых	27
21	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ЦТП-167)	Теплотрасса отопления и ГВС ул. Маршала Рокоссовского, 6 (ввод 1)	34	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-334-2_к4 до наружной стены дома №6 по ул. Маршала Рокоссовского	29

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			34	Теплотрасса отопления	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-334-2_к4 до наружной стены дома №6 по ул. Маршала Рокоссовского	29
22	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ЦТП-167)	Теплотрасса отопления и ГВС ул. Маршала Рокоссовского,6 (ввод 2)	64	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-334-2_к5 до наружной стены дома №6 по ул. Маршала Рокоссовского	76
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			64	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-334-2_к5 до наружной стены дома №6 по ул. Маршала Рокоссовского	77
23	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ЦТП-152)	Теплотрасса отопления и ГВС бульвар 60 лет Октября, 15	58	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-335_к4 до наружной стены дома №15 по бульвару 60 лет Октября	139
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			58	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-355 к4 до наружной стены д. 15 по бульвару 60 лет Октября	139
24	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Советский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. НТЦ, (ТК-415_к3)	Теплотрасса ул. Генкиной, 25	329	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-415_к3 до наружной стены дома № 25 по ул. Генкиной	190

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. ул. Климовская,86а	Теплотрасса отопления ул. Менделеева, 15а	338	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от УТ-9-1 сети ЦТП-203 до наружной стены многоквартирного дома 15а по ул. Менделеева	173
26	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. Московское шоссе, 15а	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-2-1 до дома 5 по ул. Тонкинская	372	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-2-1 до наружной стены дома №5 по ул.Тонкинская	215
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			370	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-2,ТКОЦТП-52 к -5 до дома №5 по ул. Тонкинская	223
27	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. СТЭЦ, (ЦТП-303)	Теплотрасса отопления к домам 22а, 22б по ул. Сергей Акимова	156	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки до дома №22б по ул.Сергея Акимова	111
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от точки врезки до дома №22а по ул.Сергея Акимова	104
28	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот.ул. Лесной городок, 6а	Теплотрасса отопления от УТ-10-1 до домов 1, 2, 5, 6, 11, 19а, 21, 21а, 22, 26, 30 по ул. Вязниковская	1544	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от УТ-8-1-1 У Д. 2 ПО УЛ. Болотникова до дд.№ 1,2,5,6,11,22,26,30 по ул. Вязниковская	649

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот.ул. Лесной городок, 6а	Теплотрасса отопления от т. 4 до жилых домов 23, 25, 27, 29а, 31 по ул. Вязниковская	567	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от т.4 у д. 29а по ул. Вязниковская до д. 29а, 31,27,25,23, 21, 21а, 19а по ул. Вязниковская	282
30	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. ул. Знаменская,5-б	Теплотрасса отопления и ГВС от дома 19 до дома 21 по ул. Касимовская	136	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от д.19 по ул.Касимовская до наружной стены дома №21 по ул.Касимовская	85
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Канавинский	№ 36/п от 20.02. 2013г.			136	Сеть отопления	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от д.19 по ул.Касимовская до наружной стены дома №21 по ул.Касимовская	85
31	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Приокский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. пр.Гагарина,70а	Теплотрасса отопления пер. Корейский, 10	110,8	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от наружной стены жилого дома №11 по ул.Медицинская до наружной стены жилого дома №10 по пер.Корейский	54
	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Приокский	№ 36/п от 20.02. 2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, по тех. подполью жилого дома № 11 по ул. Медицинская	18
32	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Московский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. ул. Куйбышева, 41а	Теплотрасса отопления от ТК-3 до наружной стены дома 49 по ул. Куйбышева	180	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-3 до наружной стены жилого дома 49 по ул. Куйбышева	93

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
33	Бесхоз-2	№ 5512 от 19.12.2012 в редакции постановления от 30.07.2013 № 2897	Московский	№ 36/п от 20.02. 2013г.	кот. СТЭЦ, (ЦТП-327)	Теплотрасса отопления ГВС от дома 10 по ул. Куйбышева до наружной стены домов 12, 14, 16, 18 по ул. Куйбышева	957,2	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК у дома № 10 по ул. Куйбышева вдоль домов № 10 ,12,14,16,18 по ул. Куйбышева и ввода в дома	346
34	Бесхоз-3	№ 5282 от 06.12.2012	Канавинский	№ 37/п от 20.02.2013г.	кот. СТЭЦ	Теплоснабжение жилого дома № 51 по ул. Акимова (ТСЖ «Экспресс-М»)	26	нет данных	нет данных	26
35	Бесхоз-3	№ 5282 от 06.12.2012	Канавинский	№ 37/п от 20.02.2013г.	кот. СТЭЦ	Теплотрасса	76	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород , ул. Волжская Набережная,9а (ТСЖ Чайка) от дома №9 до дома №9 по ул. Волжская Набережная	8
36	Бесхоз-3	№ 5282 от 06.12.2012	Канавинский	№ 37/п от 20.02.2013г.	кот. СТЭЦ	Теплотрасса	76	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород , ул. Волжская Набережная,11 (ТСЖ Волга)второй фланец задвижки на подающем и первый фланец задвижки на обратном трубопроводах по ходу теплоносителя	21
37	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Советский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	184,6	нет данных	нет данных	
38	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Сормовский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. ул. Иванова, 14д	Теплотрасса отопления	660	Трасса ЦО д. 14/8 по ул. В. Иванова	Нижегородская область, г Нижний Новгород , от задвижки центральной трассы с 1 по 9 подъезд до 5 приборов учета в тех.подп. Дома	316

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
39	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Сормовский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. ул. Иванова, 14д	Теплотрасса ГВС	660	Трасса ГВС д. 14/8 по ул. В. Иванова	Нижегородская область, г Нижний Новгород ,от задвижки центральной трассы с 1 по 9 подъезд до 5 приборов учета в тех.подп.дома	316
40	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Канавинский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. СТЭЦ (ЦТП-309)	Тепловые сети	15	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород , от Тк-220а-к1-3 до стены д. №4 по ул.Бетанкура	17
41	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Канавинский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. ул. Лесной городок, 6в	Трасса ГВС	28	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород ,от точки врезки до д.№5 «б» по ул. Лесной городок	31
42	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Канавинский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. ул. Лесной городок, 6в	Тепловые сети	28	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород , от точки врезки до д.№5 «б» по ул. Лесной городок	31
43	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. ул. Суетинская, 21	Трасса отопления и ГВС		Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10 до стены ж/д Почтовый съезд, 15А	48
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, по техподполью ж.д. Почтовый съезд, 15А от стены до стены	91
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-1-1 до ТК-10	56
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от наружной стены ж.д. Почтовый съезд, 15А до ТК-10-2	65

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10-2 до ТК-10-3	42
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10-3 до ТК-10-4	41
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10-4 до ТК-10-5	26
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10-5 до ТК-10-6	84
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород ,от ТК-10-6 до наружной стены ж/д Сергиевская,12Д	109
	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.				Данные отсутствуют	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-10-6 до наружной стены ж/д Сергиевская,12Д	109
44	Бесхоз-4	№ 567 от 20.02.2013	Нижегородский	№ 116/п от 02.04.2013г.	кот. к.п. Зеленый город, санаторий ВЦСПС, 2-я территория	Тепловые сети	612	Данные отсутствуют	Нижегородская область,г Нижний Новгород, от котельной 2-ой территории санатория им. ВЦСПС к жилым домам санатория № 4,7,8,9,10,11,12	460
45	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления и ГВС от Тк-355_к3 по техподполью дома № 12 по бульвару 60 лет Октября и до дома № 14/12 по бульвару 60 лет Октября	207	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-355к3 по техподполью жилого дома №12 по бульвару 60 летия октября до наружной стены дома №14/12 по бульвару 60 летия Октября	236

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.			207	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-355к3 по техподполью жилого дома №12 по бульвару 60 летия октября до наружной стены дома №14/12 по бульвару 60 летия Октября	236
46	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления от ТК-112-к4 до дома № 12 по ул. Шорина	141	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-112 до наружной стены дома №12 по ул.Шорина	124
47	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления от УТ-108-1 до наружной стены здания по ул. Артельная, д. 9а	214,8	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от наружной стены здания по ул.Артельная , 9 до наружной стены здания по ул.Артельная,9а	131
48	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса ГВС от ТК-108-к2 до наружной стены здания по ул. Артельная, 9а	144	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-108к2 до наружной стены здания по ул.Артельная,9а	138
49	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-428-к10-1 до дома № 6а по ул. Родникова	36	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-428к10-1 до наружной стены дома №6а по ул.Родниковая	43
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.			34	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от запорной арматуры в ТК-428к10-1 до наружной стены дома №6а по ул.Родниковая	43

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
50	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления и ГВС от теплового пункта по ул. Б. Панина, д. 9 до наружной стены дома № 9, корп. 1 по ул. Б. Панина	97,6	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от теплового пунктаул.Бориса Панина,д.9 до наружной стены жилого дома №9 корп. 1 по ул. Бориса Панина	82
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.			94,7	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от теплового пунктаул.Бориса Панина,д.9 до наружной стены жилого дома №9 корп. 1 по ул. Бориса Панина	82
51	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления от ТК-110-2К21 до наружной стены дома № 2 по пер. Светлогорский	270	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от ТК-110-К1А до наружной стены дома №2 по пер.Светлогорский	234
52	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Советский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления от ТК-339-4к2-4 до дома № 1 по ул. Богородского	191	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-339-4к2-4 до наружной стены дома №1 по ул.Богородского	192
53	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. ул. Голованова,25а	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-4-2-1 у дома № 3 до дома № 2 по ул. Вятская	334	Трубопровод центрального отопления (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород , объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-1до тк-4-2-4	93
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод центрального отопления (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород , объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-1до тк-4-2-4	93

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод центрального отопления (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород , объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-4 до тк-4-2-5	97
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод центрального отопления (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород , объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-4 до тк-4-2-5	97
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод центрального отопления (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород , объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-5 до наружной стены дома	94
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод центрального отопления (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-5 до наружной стены дома	94
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.			334	Трубопровод горячего водоснабжения (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-1 до тк-4-2-4	101
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод горячего водоснабжения (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-1 до тк-4-2-4	101

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод горячего водоснабжения (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-4 до тк-4-2-5	146
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод горячего водоснабжения (подача)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-5 до наружной стены дома	116
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод горячего водоснабжения (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-4 до тк-4-2-5	146
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.				Трубопровод горячего водоснабжения (обратка)	Нижегородская область, г Нижний Новгород, объекты инженерной инфраструктуры жилого дома № 2 по ул. Вятская, от тк-4-2-5 до наружной стены дома	116
54	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. пр. Гагарина,178-б	Теплотрасса отопления от здания котельной по ул. Петровского, 15а до дома № 15 по ул. Петровского	113,4	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от котельной Петровского, 15А до стены многоквартирного дома 15 по ул.Петровского	102
55	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. Анкудиновское шоссе, 3-б	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-6 до ТК-8 у дома № 5 по Анкудиновскому шоссе	260	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от котельной академии МВД ТК-6 до ТК-7-1 по Анкудиновскому шоссе,5	120

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Приокский	№ 475/п от 24.10.2013г.			260	Данные отсутствуют	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от котельной академии МВД ТК-6 до ТК-7-1 по Анкудиновскому шоссе,5	121
56	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Канавинский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. СТЭЦ, ЦТП-311 ул. Гордеевская, 60а	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-329-к2 до дома № 60 по ул. Гордеевская	46	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК 10 до дома № 60 по ул. Гордеевская	49
57	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Сормовский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. ул. Базарная,6	Теплотрасса отопления и ГВС от ТК-3-1-1 до наружной стены дома № 5а по ул. Ефремова	16	Сети горячего водоснабжения	Нижегородская область, г Нижний новгород, от задвижки в ТК3-1 Т1 до прибора учета в тех. подп.дома №5 А по ул. Ефремова	16
	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Сормовский	№ 475/п от 24.10.2013г.			16	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от задвижки в ТК3-1 Т1 до прибора учета в тех. подп. дома №5 А по ул. Ефремова	16
58	Бесхоз-5	№ 3494 от 12.09.2013	Сормовский	№ 475/п от 24.10.2013г.	кот. ул. Гаугеля, 25	Теплотрасса отопления от ТК-5 до дома № 30 по ул. Гаугеля	10	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от задвижки в ТК-5 до прибора учета в тех.подп. Дома №30 по ул.Гаугеля	2
59	Бесхоз-6	№ 4878 от 13.12.2013	Нижегородский	№ 09/п от 14.01.2014г.	кот. НТЦ	Теплотрасса	110	Сети теплоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород, ул. Горького д. 184 - ул. Ковалихинская д. 49 А-ул. Ковалихинская д. 49Г. От ТК-231к7-ТК231к7-1-ТК231-к7-2-ТК-231к7-2а-ИТП в здании НГФ ФГБУ	263

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
60	Бесхоз-6	№ 4878 от 13.12.2013	Приокский	№ 09/п от 14.01.2014г.	кот. ул. Голованова, 25-а	Трубопровод центрального отопления (подающий) (обратный)	67	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород,от ТК-11-3 до тсены дома №194 по пр.Гагарина	48
61	Бесхоз-6	№ 4878 от 13.12.2013	Приокский	№ 09/п от 14.01.2014г.	кот. ул. Голованова, 25-а	Трубопровод горячего водоснабжения (подающий) (обратный)	67	Сети горячего водоснабжения	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-11-3 до стены дома № 194 по пр. Гагарина	48
62	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Советский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	65	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-5 по ул. Генкиной до наружной стены здания общежития ГБОУ СПО РЗАТ (ул. Генкиной, д. 63)	58
63	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Советский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	24	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-339-4_к2-1 до наружной стены дома №5 корп. 1 по ул.Богородского	12
64	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Советский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	17	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от ТК-422-10к2 до наружной стены жилого дома №3 по проезду Гаражный	8
65	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Приокский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. ул. Голованова, 25-а	Трубопровод центрального отопления	26,8	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от стены дома № 196 по пр. Гагарина до первого фланца задвижки в ТК	13
66	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Приокский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. ул. Голованова, 25-а	Трубопровод горячего водоснабжения	28	Сети горячего водоснабжения	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от стены дома № 196 по пр. Гагарина до первого фланца задвижки в ТК	13

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
67	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Приокский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. ул. Цветочная, 3	Теплотрасса	569,49	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от существующей тепловой камеры УТ 5-2 на теплотрассе 2Ду 250 мм к ж/д № 5, 5а по ул. Цветочная до наружной стены здания - ж/д № 7 корп. 2 (почтовый) № 1 (строительный) по ул. Цветочная	420
68	Бесхоз-7	№ 4936 от 17.12.2013	Московский	№ 10/п от 14.01.2014г.	кот. СТЭЦ (ЦТП-326)	Теплотрасса отопления и ГВС; включая элеваторные узлы	960	Сети теплоснабжения	Нижегородская область, г Нижний Новгород, от теплопункта ул. Шаляпина ,23 а (включая элеваторные узлы в техподполье дома №23 а ул. Шаляпина)до многоквартирного жилого дома №24 по ул. Куйбышева	129
69	Бесхоз-10	№ 620 от 28.02.2014	Сормовский		кот. пр. Союзный, 43	Внешние сети теплоснабжения жилого дома № 17 по ул. Рубинчика	94	Сети теплоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород , по тех.подполью д. №16,17 по ул. Рубинчика	32
70	Бесхоз-10	№ 620 от 28.02.2014	Сормовский		кот. пр. Союзный, 43	Внешние сети ГВС жилого дома № 17 по ул. Рубинчика	80	Сети горячего водоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород , ул Ефима Рубинчика, д 17	32
71	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Московский		кот. проезд Бурнаковский,15 (сторонний источник)	Теплотрасса (отопление и ГВС)	40	нет данных	нет данных	160
72	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Советский		кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	40	Сети теплоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород , от ТК-414к1 до наружной стены здания 8б/34 по ул. Ашхабадской	15

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
73	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Советский		кот. НТЦ	Теплотрасса	338	Сети теплоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород , от ТК-428к13 по техподполью жилого дома №18 по ул.Полтавская до наружной стены дома №80 по ул.Генкиной	169
74	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Советский		кот. НТЦ	Трасса ГВС	338	Сети горячего водоснабжения	Нижегородская область,г Нижний Новгород , от ТК-428к13 по техподполью жилого дома №18 по ул.Полтавская до наружной стены дома №80 по ул.Генкиной	169
75	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Сормовский		кот. СТЭЦ (ЦТП-324)	Трасса ЦО	96	Сети теплоснабжения	обл. Нижегородская, г. Нижний Новгород, р-н Сормовский, от тепловой камеры у дома № 4 по ул. Васенко до элеваторного узла в доме № 5 по ул. Васенко	60
76	Бесхоз-11	№ 1139 от 02.04.2014	Сормовский		кот. СТЭЦ (ЦТП-324)	Трасса ГВС	95	Сети горячего водоснабжения	обл. Нижегородская, г. Нижний Новгород, р-н Сормовский, от тепловой камеры у дома № 4 по ул. Васенко до элеваторного узла в доме № 5 по ул. Васенко	60
77	Бесхоз-19	№2391 от 12.11.2015 (в редакции постановления от 31.07.2017 №3581)	Советский		кот. НТЦ	Теплотрасса отопления	63	Теплотрасса отопления	Нижегородская область, г Нижний Новгород, Советский район, от ТК-428к5 до наружной стены административного здания № 14 по ул. Полтавская	63

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
78	Бесхоз-29	№4404 от 25.11.2020	Ленинский		кот. по ул.Академика Баха,4	Теплотрасса ГВС	115	Теплотрасса ГВС	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от стены ж/д №6/1 по ул. Голубева до стены ж/д №8/1 по ул. Голубева	115
79	Бесхоз-30	№4586 от 08.12.2020	Ленинский		кот. по ул.Академика Баха,4	Теплотрасса отопления	115	Теплотрасса отопления	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от стены ж/д №6/1 по ул. Голубева до стены ж/д №8/1 по ул. Голубева	115
80	Бесхоз-30	№4586 от 08.12.2020	Ленинский		кот. Октябрьской революции, 66в (Роддом)	Сети отопления	63	Сети отопления	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от котельной до Роддома №4 по ул. Октябрьской революции, д.66в	63
81	Бесхоз-30	№4586 от 08.12.2020	Ленинский		кот. по ул. Июльских дней,1	Теплотрасса отопления	7	Теплотрасса отопления	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-7-4 у дома №1/1 по ул.Мичурина до стены дома № 1/1 по ул. Мичурина	7
82	Бесхоз-30	№4586 от 08.12.2020	Ленинский		кот. по ул. Премудрова, 12а	Теплотрасса отопления	112	Теплотрасса отопления	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, от ТК-3-1 у дома 12 по ул. Премудрова до дома 12 и дома 14 по ул. Премудрова	112
83	Бесхоз-31	№2437 от 02.06.2021	Нижегородский			Павильон задвижек №7	63,5	Павильон задвижек №7	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, пл.Свободы, д.3	63,5

№ п/п	Номер Бесхоза	Ревизиты постановления администрации г.Н.Новгорода	Административный район	Реквизиты приказа АО «Теплоэнерго»	Источник теплоснабжения	Наименование объекта по постановлению	Протяженность объекта по постановлению, м	Информация согласно сведениям из ЕГРН		
								Наименование объекта	Адрес/местоположение объекта	Протяженность, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
84	Бесхоз-31	№2437 от 02.06.2021	Нижегородский			Котельная	216,8	Котельная	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул.Большая Покровская, дом 16	216,8
85	Бесхоз-2	№2420 от 02.06.2021	Нижегородский			Павильон задвижек №2	30,1	Павильон задвижек №2	Российская Федерация, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул.Ковалихинская, дом 51	30,1

Характеристика технических параметров и состояния сетей теплоснабжения.

Тепловые сети котельных выполнены в 2-х, 3-х и 4-х трубном исполнении. Тепловые сети проложены надземным и подземным способами.

На долю подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей основных теплоснабжающих организаций приходится 69,8% протяженности тепловых сетей, на долю надземной – 30,2%.

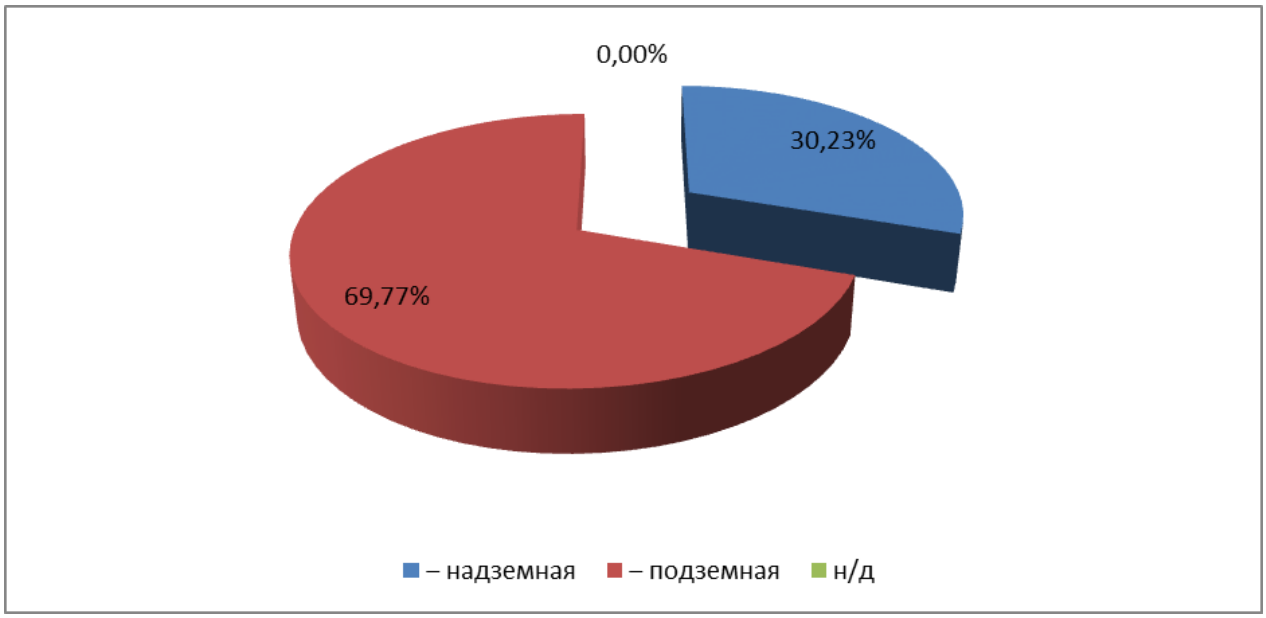


Рисунок 3.2.3 -Распределение протяженности тепловых сетей основных теплоснабжающих организаций по способам прокладки

Информация о способах прокладки трубопроводов основных теплоснабжающих организаций (ООО «Теплосети», АО «Теплоэнерго», ООО «Нижновтеплоэнерго», ООО «Генерация тепла») представлена в таблице 3.2.14.

Таблица 3.2.14 - Характеристика тепловых сетей основных теплоснабжающих организаций по способам прокладки

№ п/п	Способ прокладки тепловых сетей	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении		Материальная характеристика	
		м	%	м²	%
1	2	3	4	5	6
1	**ООО «Теплосети»**	**865694**	**100**	**261398**	**100**
	– надземная	320340	37	135750	51,9
	– подземная	545354	63	125648	48,1
2	**АО «Теплоэнерго»**	**2417723**	**100**	**386312**	**100**
	– надземная	715370	30	124953	32
	– подземная	1702354	70	261359	68
3	**ООО «Нижновтеплоэнерго»**	**173756**	**100**	**37544**	**100**
	– надземная	71559	41	14785	39
	– подземная	102197	59	22759	62
4	**ООО «Генерация тепла»**	**35922,5**	**100**	**4833,65**	**100**
	– надземная	17 968	50	2231	46
	– подземная	16 249	45	2186	45
	- бесканальная	1 705	5	416,65	8

№ п/п	Способ прокладки тепловых сетей	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении		Материальная характеристика	
		м	%	м²	%
1	2	3	4	5	6
5	**ООО «Коммунальная сетевая компания»**	**35419**	**100**	**7986**	**100**
	– надземная	8740	24,7	3059	38,3
	– подземная	26679	75,3	4927	61,7
6	**ООО «ЭСК»**	**70**	**100**	**4**	**100**
	н/д	70	100	4	100
7	**ООО «СТН-Энергосети»**	**25864**	**100**	**6532**	**100**
	– надземная	4695	18,2	1081	16,5
	– подземная	21169	81,8	5451	83,5
8	**ПАО «НИТЕЛ»**	**5878**	**100**	**968**	**100**
	– надземная	4954	84,3	789	81,5
	– подземная	924	15,7	179	18,5
9	**Всего**	**3632679**	**100**	**714880**	**100**
	– надземная	**1098026**	**30,2**	**276860**	**38,7**
	– подземная	**2534583**	**69,8**	**438015**	**61,3**
	н/д	**70**	**0**	**4**	**0**

Наибольшая доля сетей теплоснабжения (~62%) проложена до 1990 года и имеет срок эксплуатации более 30 лет, что свидетельствует о значительном уровне износа сетей.

Распределение протяженности трубопроводов основных теплоснабжающих организаций по годам прокладки показано в таблице 3.2.15., а также на рисунке 3.2.4. Временные интервалы выбраны в соответствии с теми периодами, в течение которых нормы проектирования тепловой изоляции не изменялись.

Таблица 3.2.15 - Характеристика тепловых сетей основных теплоснабжающих организаций по годам прокладки

№ п/п	Год прокладки тепловых сетей	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении		Материальная характеристика	
		м	%	м²	%
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	**ООО «Теплосети»**	**865694**	**100**	**261398**	**100**
	– до 1990	360606	41,7	110918	42,4
	– с 1991 по 1998	232772	26,9	80294	30,7
	– с 1999 по 2003	66359	7,7	15196	5,8
	– после 2004	204938	23,7	54925	21
	нет данных	1019	0,1	65	0
2	**АО «Теплоэнерго»**	**2417723**	**100**	**386312**	**100**
	– до 1990	1684493	70	251738	65
	– с 1991 по 1998	24376	1	3352	1
	– с 1999 по 2003	45765	2	6915	2
	– после 2004	663090	27	124308	32
3	**ООО «Нижновтеплоэнерго»**	**173756**	**100**	**37544**	**100**
	– до 1990	53864	31	10888	29
	– с 1991 по 1998	20851	12	5632	15
	– с 1999 по 2003	50389	29	11639	31
	– после 2004	31276	18	7133	19
	нет данных	17376	10	2252	6
4	**ООО «Генерация тепла»**	**35922,5**	**100**	**4833,65**	**100**

№ п/п	Год прокладки тепловых сетей	Длина трубопроводов в однотрубном исчислении		Материальная характеристика	
		м	%	$м^2$	%
1	2	3	4	5	6
	– до 1990	35402,5	99	4759,65	99
	– с 1991 по 1998	520	1	74	1
5	**ООО «Коммунальная сетевая компания»**	**35419**	**96**	**7986**	**22**
	– до 1990	776	2,2	260	3,2
	– после 2004	34643	97,8	7726	96,8
6	**ООО «ЭСК»**	**70**	**100**	**4**	**100**
	Нет данных	70	100	4	100
7	**ООО «СТН-Энергосети»**	**25864**	**100**	**6532**	**100**
	– до 1990	4150	16	1016	15,6
	– после 2004	2173	8,4	402	6,2
	Нет данных	19541	75,6	5113	78,3
8	**ПАО «НИТЕЛ»**	**5878**	**100**	**968**	**100**
	– до 1990	604	10,3	107	11,1
	– с 1991 по 1998	1886	32,1	259	26,8
	– с 1999 по 2003	1812	30,8	245	25,4
	– после 2004	1576	26,8	356	36,8
9	**Всего**	**3632679**	**100**	**714879**	**100**
	– до 1990	**2253915**	**62**	**399114**	**55,8**
	– с 1991 по 1998	**264156**	**7,3**	**85338**	**11,9**
	– с 1999 по 2003	**119207**	**3,3**	**25100**	**3,5**
	– после 2004	**920421**	**25,3**	**190279**	**26,6**
	Нет данных	**74980**	**2,1**	**15047**	**2,1**

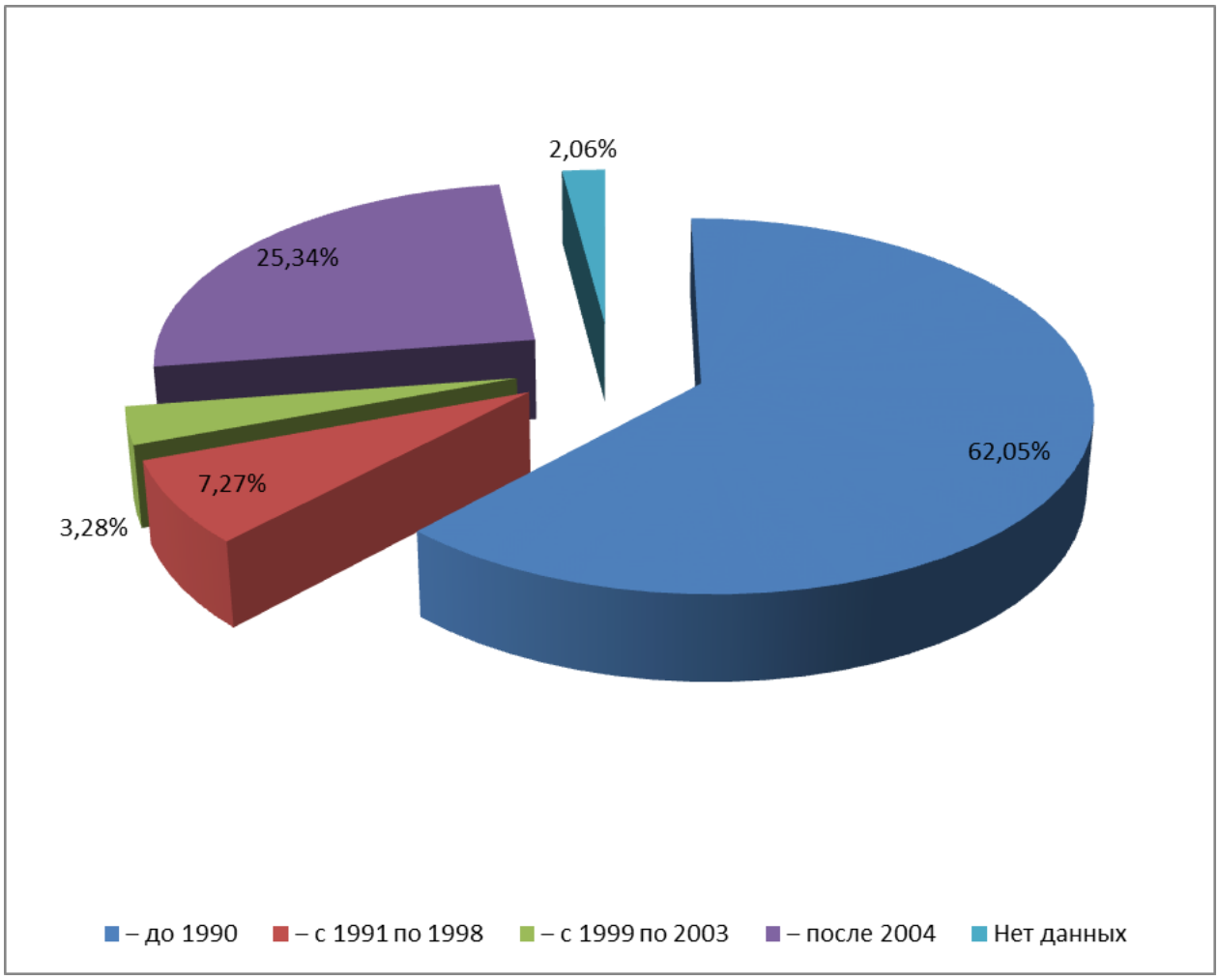


Рисунок 3.2.4 – Распределение протяженности тепловых сетей основных теплоснабжающих организаций по годам прокладки

Теплоизоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена в основном минераловатными материалами и ППУ. Кроме того, незначительно встречается применение: пенодиатомита, труб «Касафлекс», «Изопрофлекс», ППМ изоляции.

Применяемые графики работы и их обоснованность

В соответствии с п.2.1.5 и 2.3.2 «Методики определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения», утверждённой Приказом Госстроя РФ от 01.10.2001 № 225, графики отпуска тепла утверждаются теплоснабжающей организацией.

Сведения о температурном графике отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии (мощности) приведены в таблицах 3.2.16. – 3.2.17.

Таблица 3.2.16 - Температурные графики отпуска тепловой энергии от существующих источников тепловой энергии АО «Теплоэнерго»

№№ п.п.	Наименование источника	Температурный график работы источника
1	2	3
РТС Нагорный		
1	ул. Ветеринарная, 5 (Нагорная теплоцентраль)	150-70 срезка 115 излом 70
2	ул. Ванеева, 209-б	150-70 срезка 115 излом 70
РТС Нижегородский		

№№ п.п.	Наименование источника	Температурный график работы источника
1	2	3
1	ул. Республиканская, 47-а	95-70
2	ул. Верхне-Волжская набережная, 7-д	95-70
3	пер.Звенигородский, 8-а	95-70
4	Гребешковский откос, 7	95-70 излом 60
5	к.п. Зеленый город д/о «Зеленый город», д. №19	95-70
6	к.п. Зеленый город, Мореновская школа, д. 7-г	95-70
7	к.п. Зеленый город ДОЛ «Чайка», 31-л	95-70
8	к.п. Зеленый город, санаторий ВЦСПС, 2-я территория	95-70
9	к.п. Зеленый город, д/о Агродом, д.12	95-70
10	к.п. Зеленый город, д.7 Дом-интернат для престарелых и инвалидов	95-70
11	к.п. Зеленый город «Санаторий Нижегородский»	95-70
12	к.п. Зеленый город, санаторий «Ройка», д. 16, пом. П1	95-70
13	ул. Нижне-Волжская набережная, 2-а	95-70
14	наб. Гребного канала, д. 1ц	95-70
15	пер. Гоголя, 9-д	95-70
16	пер. Плотничный, 11-а	115-70 срезка 100 излом 70
17	пл. М. Горького, 4-а	95-70 излом 70
18	ул. 3-я Ямская, 7	95-70
19	ул. Большая Покровская, 16	95-70
20	ул. Ванеева, 63	95-70
21	ул. М. Горького, 65-д	95-70
22	ул. Дальняя, 1/29-в	95-70
23	ул. Донецкая, 9-в	115-70 срезка 100
24	ул. Минина, 1-а	95-70
25	ул. Нижегородская, 29	95-70 излом 60
26	ул. Радужная, 2-а	95-70
27	ул. Панина, 19-б	95-70
28	ул. Родионова, 28-б	95-70
29	ул. Рождественская, 24 (Почтовый съезд)	95-70
30	ул. Рождественская, 40-а	95-70
31	ул. Рождественская, 8	95-70
32	ул. Соревнования, 4-а	95-70 излом 60
33	ул. Суетинская, 21	95-70
34	пер. Бойновский, 9-д	95-70
35	Кремль, корпус 3-а	95-70
36	ул. Панина, 10-б	105-70
37	ул. Варварская, 15-б	95-70
38	ул. Ульянова, 47	95-70
39	ул. М. Горького, 50	95-70
40	ул. Генкиной, 37, пом. П1	95-70
41	ул. Ярославская, 23	95-70
42	ул. Воровского, 3	95-70
43	ул. М. Ямская, 9-б	95-70

№№ п.п.	Наименование источника		Температурный график работы источника
1	2		3
44	ул. Заломова, 5		95-70

РТС Заречный			
1	ул. Иванова, 14-д		130-70 срезка 115
2	ул. Баренца, 9-а		130-70 срезка 115
3	ул. Гаугеля, 6-б		130-70 срезка 115
4	ул. Гаугеля, 25		130-70 срезка 115
5	ул. Базарная, 6		130-70 срезка 115
6	ул. Станиславского, 3		130-70 срезка 115
7	ул. Энгельса, 1-в	вывод №1	130-70 срезка 115 излом 70
		вывод №2	130-70 срезка 115
8	Московское шоссе, 219-а		95-70
9	ул. Дубравная, 18		95-70
10	ул. Планетная, 8-в		130-70 срезка 115
11	пр. Героев, 13		95-70
12	пр. Союзный, 43		130-70 срезка 115
13	ул. Баранова, 11		130-70 срезка 115
14	ул. Николая Гастелло, 1а		95-70
15	ул. Иванова, 36-б		130-70 срезка 115
16	ул. Красных Зорь, 4-а		95-70
17	ул. Люкина, 6-а		130-70 срезка 115
18	ул. Пугачёва, 1		130-70 срезка 115
19	ул. Римского-Корсакова, 50		105-70
20	ул.Федосеенко, 89-а		105-70
21	ул. Коперника, 1-а		130-70 срезка 115 излом 70
22	ул.Меднолитейная, 1-б		95-70
23	пер.Общественный, 2-а		95-70
24	ул. Чернореченская, дом №1, корпус 1 (Березовая Пойма)		95-70
РТС Приокский			
1	Анкудиновское шоссе, 3-б		130-70 срезка 115
2	пр. Гагарина, 25-е		130-70 срезка 115 излом 70
3	Анкудиновское шоссе, 24	вывод №1	95-70
		вывод №2 (на ЦТП-704)	120-70 срезка 115 излом 70
4	пр. Гагарина, 70-а		150-70 срезка 115 излом 70
5	ул. 40 лет Победы, 15		130-70 срезка 115
6	пр. Гагарина, 156		95-70
7	пр. Гагарина, 178-б		150-70 срезка 115 излом 70
8	пр. Гагарина, 60, корпус 22		95-70
9	пр. Гагарина, 97		105-70 излом 70
10	ул. Углова, 7		95-70
11	ул. Батумская, 7-б		150-70 срезка 115 излом 70
12	ул. Голованова, 25-а		130-70 срезка 115
13	ул. Горная, 13-а	зависимая схема	130-70 срезка 115

№№ п.п.	Наименование источника		Температурный график работы источника
1	2		3
		независимая схема	95-70
14	ул. Радистов, 24		95-70
15	ул. Терешковой, 7		130-70 срезка 115
16	ул. Военных комиссаров, 9		130-70 срезка 115
17	ул. Тропинина, 13-д		95-70
18	БМК №1 д. Кузнечиха, уч. №4, №5		105-70 излом 70
19	у деревни Кузнечиха, участок №4		105-70 излом 70
20	в 20-и метрах восточнее от здания ул. Полевая, д. 4А		95-70 излом 70

РТС Канавинский			
1	пр. Ленина, 51, корпус 10		115-70 срезка 100 излом 70
2	ул. Тихорецкая, 3-в		130-70 срезка 115 излом 70
3	ул.Куйбышева, 41-а	вывод №1	115-70
		вывод №2 (на квартал ул.М.Тореза)	95-70
4	Бульвар Мира, 4-а		95-70
5	Лесной городок, 6-в		115-70 срезка 100
6	пр. Ленина, 5-а		95-70
7	ул. Октябрьской Революции, 66-в		95-70
8	ул. Академика Баха, 4		150-70 срезка 115 излом 70
9	Московское шоссе, 15-а	зависимая схема	130-70 срезка 115
		независимая схема	105-70
10	ул. Вольская, 15-а		95-70 излом 70
11	ул. Геройская, 11-а		115-70 излом 70
12	ул. Знаменская, 5-а		105-70 излом 70
13	ул. Ив. Романова, 3-а		95-70
14	ул. Июльских дней, 1		130-70 срезка 115 излом 70
15	ул. Климовская, 86-а		115-70 излом 70
16	ул. Конотопская, 5		95-70 излом 70
17	ул. Металлистов, 4-б		95-70
18	ул. Мурашкинская, 13-б		130-70 срезка 115
19	ул. Невельская, 9-а		95-70
20	ул. Памирская, 11	вывод №1	105-70 срезка 95 излом 70
		вывод №2 (на квартал ул.Г.Успенского)	105-70
21	ул. Премудрова, 12-а	старая котельная	115-70
		новая котельная	115-70
		новая котельная на ЦТП-412	115-70 излом 70
22	ул. Путейская, 31-а		95-70
23	ул. Таллинская, 15-в		95-70
24	ул. Тепличная, 8-а		95-70
25	ул. Чкалова, 37-а		95-70
26	ул. Чкалова, 9-г		105-70
27	ул. Чонгарская, 43-а		95-70 излом 70
28	пер. Рубо, 3		95-70

Таблица 3.2.17 - Температурные графики отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии (мощности) города Нижнего Новгорода (за исключением существующих источников тепловой энергии АО «Теплоэнерго»)

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование источника	Температура теплоносителя в подающей т/м, принятая для проектирования тепловых сетей, °С	Нормативная разность температур теплоносителя в подающей и обратной т/м при расчетной температуре наружного воздуха, °С	Краткое условное наименование температурного графика
1	2	3	4	5	6
	Существующие источники тепловой энергии (мощности)				
1	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	Автозаводская ТЭЦ	150	80	150/70, с верхней срезкой 110ºС и нижней 70ºС
		Котельная «Ленинская»	150	80	150/70, с верхней срезкой 110ºС и нижней 70ºС
2	Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс»	Сормовская ТЭЦ	150	80	150/70 со срезкой на 115
3	ООО «Нижновтеплоэнерго»	; ул. Деловая, д.14 *; ул. Родионова, д. 194б *	125	55	125/70
4	ООО «Коммунальная сетевая компания»	Котельная ул. Зайцева, 31в	150	80	150/70 со срезкой на 115
5	ООО «Генерация тепла»	Котельная «Северная»	150	80	150/70
		Котельные существующие: ул.Профинтерна, д.7Б; ул. Завкомовская, д.8; ул. «Мостоотряд», пос. Мостоотряд, 32А; ул. Мончегорская, д.11; Школы №16, ул. Ляхова, д.92А (Гнилицы); Школы №114, ул. Земляничная, д.1б (Стригино); школы №145, ул. 19 Линия, д.25А (Н.Доскино); БМК в пос. Доскино №10а по ул.Бахтина Котельные переключенные на теплоноситель АТЭЦ: ул. Львовская, д.7а ул.Геройская, д.2а; кв. «Ржавка», ул. Комарова, д.14Б;	95	25	95/70
6	ООО «Теплосервис»	Котельные ул. Ярославская, 8а; ул. Белинского, 32; ул. Минина, 43а	95	25	95/70
7	ОАО «Нижегородский авиастроительный завод «Сокол»	Котельные ул. Чаадаева, д.10в; ул. Чаадаева, д. 1	95	25	95/70
8	ООО «Нижегородстрой»	Котельные ул. Обухова, д.45; ул. Октябрьской революции, д. 45, ул. Белинского, д. 62; ул. 3-я Ямская, д. 30	95	25	95/70
9	АО «ЭСК» (бывшее ОАО «Промышленные компьютерные технологии»)	Котельные Инфекционной больницы №23, пр. Ильича, д.54а; Больницы №37, (Н.Доскино 13-я линия), ул. Челюскинцев, д.3; Больницы №26 блочная, (Гнилицы), ул.Гнилицкая, д.105	95	25	95/70
10	ГОУ ВПО Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева	Котельные ул. Минина, д.24	95	25	95/70
		Казанское ш., д. 12	130 (со срезкой на 115)	60 (45)	130/70 со срезкой на 115

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование источника	Температура теплоносителя в подающей т/м, принятая для проектирования тепловых сетей, °С	Нормативная разность температур теплоносителя в подающей и обратной т/м при расчетной температуре наружного воздуха, °С	Краткое условное наименование температурного графика
1	2	3	4	5	6
11	ГОУ ВПО ННГУ им. Н.И.Лобачевского	Котельные ул. Деловая, д. 7; пр. Гагарина, д. 24	95	25	95/70
12	ОАО «РУМО»	Котельные ул. Адмирала Нахимова, д. 13; ул. Адмирала Нахимова, д. 13	95	25	95/70
13	ЗАО «Энергосервис»	Котельные Волжская набережная, 8 (жилые дома 5 МР «Мещерское озеро» «Волжские огни»)	95	25	95/70
14	ОАО «РЖД»	Котельные ул. Электровозная, д. 1; НГЧ-2 ст. Кондукторская, д. 26; пр. Ленина, д. 18	95	25	95/70
15	Прочие котельные	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	95	25	95/70
		ОАО «Нижегородский машиностроительный завод»	115	45	115/70
		ОАО ПКО «Теплообменник»	95	25	95/70
		ЗАО «ЗКПД 4 Инвест»	95	25	95/70
		ОАО «Железобетонстрой №5»	95	25	95/70
		АО «Завод «Электромаш»	115	45	115/70
		ОАО «Силикатный завод №1»	95	25	95/70
		ЗАО «АвиаТехМас»	95	25	95/70
		ОАО «Волговятмашэлектроснаб-сбыт»	95	25	95/70
		ОАО «Завод «Красное Сормово»	70	20	70/50
		ОАО «ОКБМ Африкантов»	95	25	95/70
		ОАО «Оргсинтез)	95	25	95/70
		ОАО «ЗТО «КАМЕЯ»	95	25	95/70
		ЗАО «Капитал»	95	25	95/70
		Котельная ОАО «Нормаль»	95	25	95/70
		ОАО «ВВПКП «Оборонпромкомплекс»	95	25	95/70
		ОАО «Нижегородский масло-жировой комбинат»	95	25	95/70
		ООО «Первая мельница»	95	25	95/70
		ООО «СТН-Энергосети»	95	25	95/70
		ОАО «Мельинвест»	95	25	95/70
		ЗАО «78 Деревообрабатывающий комбинат Н.М.»	95	25	95/70
		ОАО «Красный якорь»	95	25	95/70
		ЗАО «Нижегородагроснаб»	95	25	95/70
		ООО «Николь-Пак Империал»	95	25	95/70
		ООО Торговое предприятие «Нижегородец»	95	25	95/70
		ОАО «НПП «Полет»	95	25	95/70
		ОАО «Хладокомбинат «Заречный»	95	25	95/70
		ЗАО «Хромтан»	95	25	95/70

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование источника	Температура теплоносителя в подающей т/м, принятая для проектирования тепловых сетей, °С	Нормативная разность температур теплоносителя в подающей и обратной т/м при расчетной температуре наружного воздуха, °С	Краткое условное наименование температурного графика
1	2	3	4	5	6
		НПАП № 1 и №6 филиал ГП НО «Нижегородпассажир автотранс»«	95	25	95/70
		ООО «СнабСпецПром»	95	25	95/70
		ООО «Агрокомплекс Доскино»	95	25	95/70
		ООО «Торговый дом «Нижегородский»	95	25	95/70
		ОАО «Международный Аэропорт Нижний Новгород»	95	25	95/70
		ОАО «Нижегородский молочный завод № 1»	95	25	95/70
		Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко	95	25	95/70
		Волжская госакадемия водного транспорта	95	25	95/70
		ЗАО «Элком»	95	25	95/70
		ГОУ ВПО ННГАСУ	95	25	95/70
		ООО «Ковчег НН»	95	25	95/70
		ОАО «НКХП-Девелопмент»	95	25	95/70
		ООО «Высоковский кирпичный завод+»	95	25	95/70
		ООО «Энергия»	95	25	95/70
		ООО «НПК «Скрудж»	95	25	95/70
		ЗАО «Гражданстрой-НН»	95	25	95/70
		ОАО «Нижегородский текстиль»	95	25	95/70
		ООО «Актеон»	95	25	95/70
		ООО «Санаторий им.ВЦСПС»	95	25	95/70
		ООО «Санаторий «Зеленый город»	95	25	95/70
		ОАО «Завод им.Г.И.Петровского»	95	25	95/70
		ООО «Оздоровительный комплекс «Молодость»	95	25	95/70
		ОАО «Мясокомбинат и компания»	95	25	95/70
		ОАО «Нижполиграф»	95	25	95/70
		ОАО «Судоходная компания «Волжское пароходство»	95	25	95/70
		ООО фирма «Вика»	95	25	95/70
		ООО «ПКП «Энергетика»	95	25	95/70
		ГОУ СПО Нижегородский радиотехнический колледж	95	25	95/70
		ОАО «Механический завод «Рилс»	95	25	95/70
		ООО «ЦТО «Меркурий»	95	25	95/70
		ОАО «170 Ремонтный завод средств обеспечения полетов»	95	25	95/70
		ОАО «Нижегородская трикотажная фабрика»	95	25	95/70
		ООО «Нижегородский завод «Старт»	95	25	95/70

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование источника	Температура теплоносителя в подающей т/м, принятая для проектирования тепловых сетей, °С	Нормативная разность температур теплоносителя в подающей и обратной т/м при расчетной температуре наружного воздуха, °С	Краткое условное наименование температурного графика
1	2	3	4	5	6
		ОАО «Верхневолгоэлектромонтаж-НН»	95	25	95/70
		ООО ДДФ «КАНОЭ»	95	25	95/70
		ООО «Цитрон»	95	25	95/70
		ФГУП Федеральный Научно-производственный центр «Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е.Седакова»	130	50	130/70 (в 2024г. планируется ввести срезку при 115)
		ПАО «НИТЕЛ»	95	25	95/70
		ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе»	130	50	130/70
		ЗАО «Класс Плюс»	95	25	95/70
		ЗАО «Завод «Труд»	95	25	95/70
		ООО «Фармстандарт-Фитофарм-НН»	95	25	95/70
		Котельная ООО «КСК» по ул. Малоэтажная, 31а	110	40	110/70
		Котельная ООО «КСК» по ул. Монастырка, 1	110	40	110/70
	Предлагаемые к строительству источники тепловой энергии (мощности)				
16	Котельная «Дом отдыха Зелёный город» в р.п. Зеленый		95	25	95/70
17	БМК в пос. Березовая Пойма		95	25	95/70
18	Котельная в пос. Новинки		95	25	95/70
	Котельная у деревни Кузнечиха для МЦ «Мать и дитя НН»		95	25	95/70
	Котельная у деревни Кузнечиха, участок №4 для бизнес-центра на территории технопарка		95	25	95/70
	БМК в районе ул. Ярославской-Соревнования с закрытием котельных Соревнования, 4а, Гребешковский откос, 7, Ярославская, 23		95	25	95/70
	БМК в пос. Доскино у дома №10 по ул.Бахтина		95	25	95/70
	ООО «Коммунальная сетевая компания» БМК в районе ул. Малоэтажная (ЖК «Торпедо»)		110	40	110/70

* «срезка» температурного графика 130 ºС
** «срезка» температурного графика 115 ºС
*** «срезка» температурного графика 95 ºС

Теплоносителем систем теплоснабжения от ТЭЦ и большинства крупных котельных для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения является горячая вода со следующими проектными температурными графиками:

•для ТЭЦ и крупных котельных - 150/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» 110 ºС для Автозаводской ТЭЦ и 115ºС для Сормовской ТЭЦ), нижняя «срезка» температурного графика в системах централизованного теплоснабжения с ГВС в основном 70 ºС;

•для многих районных и крупных производственных котельных 130//70ºС, 120/70ºС, 125/70ºС (на данный момент введена фактическая верхняя «срезка» на 115 ºС) и 115/70ºС;

•для квартальных котельных 95/70 ºС.

Проектные температурные графики с температурой сетевой воды на выходе с

источника теплоснабжения 150, 130, 120ºС установлены в 60-х годах 20-го века. В дальнейшем в реальных условиях эксплуатации с целью снижения аварийности в тепловых сетях города, недопущения пропуска перегретой воды с температурой выше 110ºС в квартальные тепловые сети, а также с целью максимального использования теплофикационных отборов турбоагрегатов ТЭЦ были введены «срезки» температурного графика. Введение «срезок» температурного графика привело к необходимости перехода в период «срезки» к количественно-качественному регулированию в части ведения гидравлических режимов.

В зоне действия Автозаводской ТЭЦ срезка температурного графика на уровне 110ºС введена руководством Горьковского автозавода и согласована с Горисполкомом Нижнего Новгорода в 1976 году после аварии на Ленинской магистрали, повлекшей человеческие жертвы. Начиная с 1977 года технические условия на подключение объектов капитального строительства (и соответственно проектирование систем) к тепловым сетям Автозаводской ТЭЦ выдавались с учетом срезки температурного графика. Учитывая то, что 58% жилых зданий в Ленинском и Автозаводском районах Нижнего Новгорода построены после 1976 года можно констатировать, что для 58% абонентов Автозаводской ТЭЦ температурный график 150/70ºС со «срезкой» 110ºС является проектным. Аналогичная ситуация складывается и для других крупных систем теплоснабжения города, работающих со срезкой температурного графика.

При этом согласно научно-исследовательской работе «Разработка концепции перевода теплоснабжения в городах Уфа, Благовещенск, Стерлитамак, Салават, Ишимбай, Сибай, Нефтекамск, Агидель на пониженный температурный график» переход тепловой сети со средневзвешенным сроком службы теплопроводов более 20 лет от температурного графика 110ºС на 150ºС приведет через пять лет к росту числа аварий в 3,8 раза (результаты получены как синтез Модели внезапных отказов и Модели износа элементов теплопровода), что в свою очередь при-ведет к снижению надежности, качества теплоснабжения потребителей и увеличению эксплуатационных расходов на аварийный ремонт тепловых сетей. При этом данные затраты существенно выше, чем экономия электроэнергии от снижения расходов теплоносителя при переходе на повышенный температурный график.

Также существенным ограничением работы с температурой сетевой воды выше 115ºС является использование современных предизолированных трубопроводов при прокладке тепловых сетей (ограничение по температуре сетевой воды от завода изготовителя).

В связи с вышесказанным изменение температурных графиков в городе Нижний Новгород не планируется.

Статистика отказов и среднего времени восстановления работы

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя, который имеет размерность 1/(км·год). Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом.

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12ºС, промышленных зданиях ниже +8 ºС (СП 124.13330.2012. Тепловые сети).

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени

восстановления теплоснабжения потребителей используются данные, указанные в таблице 3.2.18.

Таблица 3.2.18– Среднее время восстановления относительно диаметра участка трубопровода

Диаметр труб d, м	80	100	125	150	175	200	250
Среднее время восстановления zp, ч	9,5	10,0	10,8	11,3	11,9	12,5	13,8
Диаметр труб d, м	300	350	400	500	600	700	800
Среднее время восстановления zp, ч	15,0	16,3	17,5	20,0	22,0	25,0	28,3

По данным Схемы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород (актуализация 2023 года) прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии за последние три года не происходило.

Основной проблемой организации надёжного и безопасного теплоснабжения потребителей города является износ тепловых сетей.

В системах теплоснабжения Нижнего Новгорода чаще всего выходят из строя распределительные теплопроводы малого диаметра.

Распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ по административным районам показывает, что в Автозаводском районе аварии на теплопроводах возникают гораздо чаще, чем в других районах города. Главная причина выхода теплопроводов из строя – наружная коррозия (более чем в половине случаев для магистральных сетей и почти в 80% случаев – для распределительных сетей).

Для предотвращения отказов подачи тепловой энергии, недопущения аварийных ситуаций, проводится диагностика состояния тепловых сетей службой лабораторного контроля.

Результаты проведенных гидравлических испытаний и результаты диагностики состояния тепловых сетей учитываются при формировании планов капитального ремонта совместно со сроком эксплуатации теплотрассы и количеством зарегистрированных на ней за отопительный сезон дефектов.

На тепловых сетях проводят следующие виды испытаний:

1. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний – 1-2 дня для зон котельных. Испытательные давления создаются сетевыми насосами теплоисточников.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного периода с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный сезон.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утверждённому графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации.

Качество эксплуатации и качество диспетчеризации

При эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление. При мощности менее 10 Гкал/час диспетчерское управление устанавливается по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Задачами диспетчерского управления являются:

–разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;

–планирование и подготовка ремонтных работ;

–обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;

–выполнение требований к качеству тепловой энергии;

–обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

–предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.

- контроль за работой оборудования и инженерных систем, эксплуатируемых предприятием;

- контроль за бесперебойным обеспечением потребителей теплом, водой и отводом сточных вод;

- контроль за несением дежурства на объектах предприятия, состоянием и готовностью к применению аварийных бригад (расчётов);

- контроль за выполнением антитеррористических мероприятий на объектах и инженерных сетях предприятия;

- принятие оперативных мер по предупреждению выхода из строя оборудования и инженерных систем, эксплуатируемых предприятием.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется согласно «Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утвержденным Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 № 115.

Для качественного выполнения ремонтных работ в составе системы централизованного теплоснабжения предусматриваются:

- аварийно-восстановительные службы (АВС), численность персонала и техническая оснащенность которых обеспечивает полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях;

- собственные ремонтно-эксплуатационные базы (РЭБ) - для районов тепловых сетей с объемом эксплуатации 1000 условных единиц и более. Численность персонала и техническая оснащенность РЭБ определяются с учетом состава оборудования, применяемых конструкций теплопроводов, тепловой изоляции и т.д.;

- механические мастерские - для участков (цехов) тепловых сетей с объемом эксплуатации менее 1000 условных единиц;
- единые ремонтно-эксплуатационные базы - для тепловых сетей, которые входят в состав подразделений тепловых электростанций, районных котельных или промышленных предприятий.

С целью определения состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов производятся шурфовки, которые в настоящее время являются наиболее достоверным способом оценки состояния элементов подземных прокладок тепловых сетей. Для проведения шурфовок ежегодно составляются планы. Количество проводимых шурфовок устанавливается предприятием тепловых сетей и зависит от протяженности тепловой сети, ее состояния, вида изоляционных конструкций. Результаты шурфовок учитываются при составлении плана ремонтов тепловых сетей.

Тепловые сети от источника теплоснабжения до тепловых пунктов, включая магистральные, разводящие трубопроводы и абонентские ответвления, подвергаются испытаниям на расчетную температуру теплоносителя не реже одного раза в год. Целью испытаний водяных тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя является проверка тепловой сети на прочность в условиях температурных деформаций, вызванных повышением температуры до расчетных значений, а также проверка в этих условиях компенсирующей способности элементов тепловой сети.

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, подвергаются испытаниям на гидравлическую плотность ежегодно после окончания отопительного периода для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте и после окончания ремонта перед включением сетей в эксплуатацию. Испытания проводятся по отдельным, отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водо-подогревательных установках, системах теплопотребления и открытых воздушниках у потребителей. При испытании на гидравлическую плотность давление в самых высоких точках сети доводится до пробного (1,25 рабочего), но не ниже 1,6 МПа (16 кгс/см2). Температура воды в трубопроводах при испытаниях не превышает 45 °С.

Для дистанционного обнаружения мест повреждения трубопроводов тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки под слоем грунта на глубине до 3 - 4 м в зависимости от типа грунта и вида дефекта используются течеискатели.

В процессе эксплуатации особое внимание уделяется выполнению всех требований нормативных документов, что существенно уменьшает число отказов в период отопительного сезона.

Состояние учета

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Проблемы и направления их решения

В результате инженерно-технического анализа работы системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород в части сетей теплоснабжения выявлены технические и технологические проблемы:

- высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях, как за счет избыточной централизации, так и за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50% всех затрат в системах теплоснабжения);
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов.

Для решения указанных проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 7 Обосновывающих материалов.

3.2.2.3. Анализ зон действия источников теплоснабжения и их рациональности, имеющиеся проблемы и направления их решения

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников, балансы мощности и нагрузки, радиус эффективного ресурсоснабжения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников.

«Зона действия источника тепловой энергии» - территория округа, городского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

На территории городского округа город Нижний Новгород существует централизованные и децентрализованные зоны действия источников теплоснабжения.

На территории г. Нижнего Новгорода в настоящее время единого централизованного источника теплоснабжения нет. Теплоснабжение Нагорной и Заречной частей осуществляется автономно.

Система теплоснабжения города представлена тремя теплосетевыми районами:

Нагорный сетевой район - основными источниками тепла являются котельная «Нагорная теплоцентраль» (НТЦ) и котельные АО «Теплоэнерго»;

Сормовский сетевой район - основным источником тепла является Сормовская ТЭЦ-филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс,»;

Автозаводский сетевой район - основными источниками тепла являются Автозаводская ТЭЦ и котельные ООО «Автозаводская ТЭЦ.

Кроме указанных крупных теплоисточников для снабжения теплом промышленных объектов и абонентов жилищно-коммунального сектора (ЖКС) города функционируют порядка 435 котельных различной балансовой принадлежности.

Так же в городе функционируют 4 мини-ТЭЦ тепловой мощностью менее 3 Гкал/ч, работающих на природном газе.

На территории города функционируют прочие производственные и ведомственные котельные, имеющие изолированные зоны действия и обеспечивающие потребности в тепле собственных объектов (не осуществляющих регулируемую деятельность в области теплоснабжения).

Централизованные системы теплоснабжения представляют собой совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями.

Месторасположение ТЭЦ и котельных совпадает с местом расположения и зонами действия источников теплоснабжения в границах городского округа город Нижний Новгород.

Существующие зоны действия источников тепловой энергии на территории города Нижнего Новгорода представлены на рисунке 3.2.5.

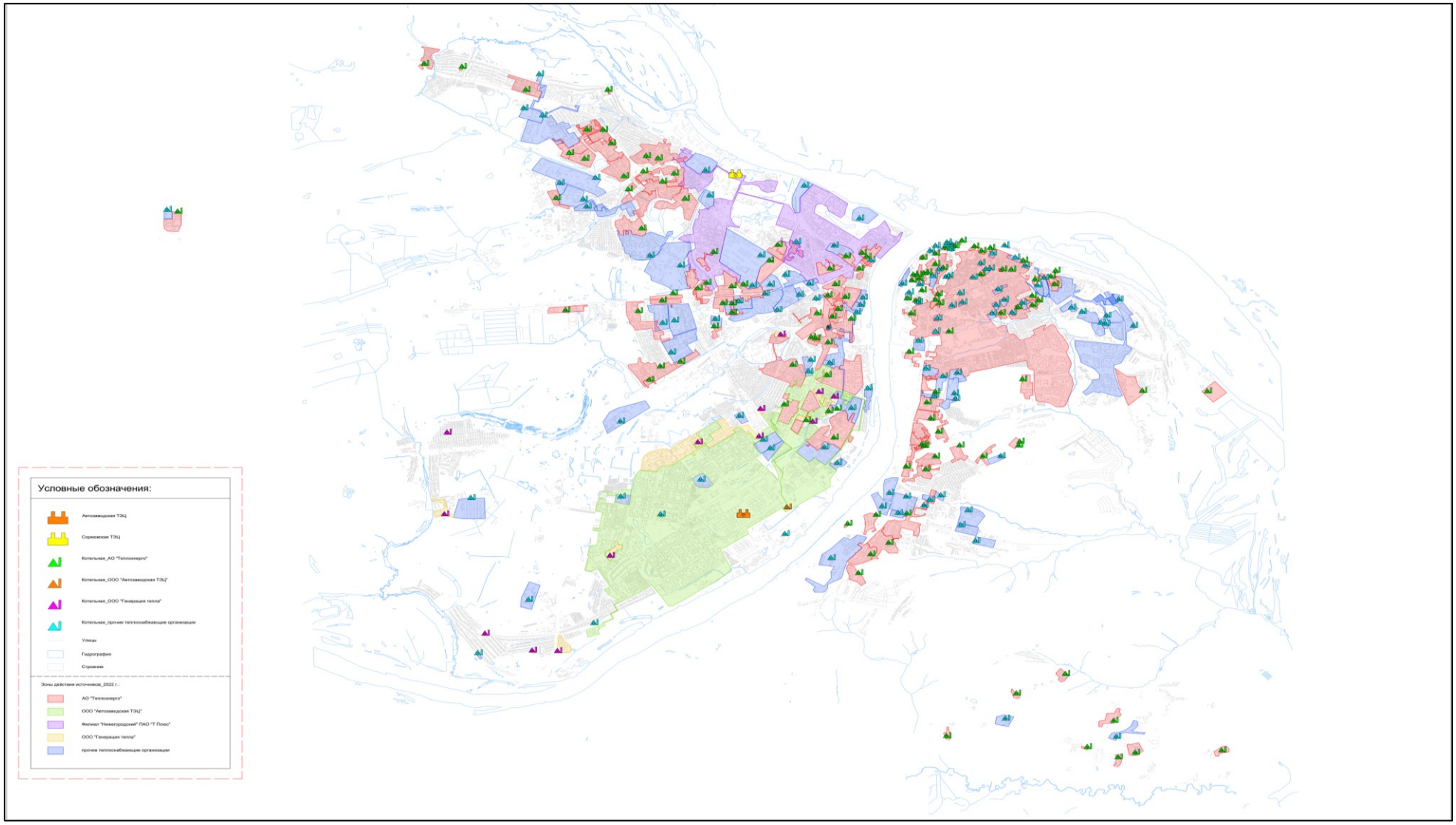


Рисунок 3.2.5 - – Расположение источников тепловой энергии и их перспективные зоны действия на территории города Нижнего Новгорода

Зоной действия системы теплоснабжения является территория городского округа или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в схему теплоснабжения. Зона действия источника тепловой энергии – территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. Если система теплоснабжения образована на базе единственного источника теплоты, то границы его (источника) зоны действия совпадают с границами системы теплоснабжения. Такие системы теплоснабжения принято назвать изолированными.

Зона действия Сормовской ТЭЦ

Суммарные тепловые нагрузки потребителей по состоянию на конец 2021 года составляют:

•435,83 Гкал/ч – договорная нагрузка в горячей воде;

•416,67 Гкал/ч – фактическая нагрузка в горячей воде.

Зоны действия Автозаводской ТЭЦ, котельной «Ленинская» ООО «Автозаводская ТЭЦ»

Суммарные тепловые нагрузки потребителей по состоянию на конец 2021 года составляют:

•для Автозаводской ТЭЦ:

- 1 047,07 Гкал/ч – фактическая нагрузка в горячей воде;

•для котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ»:

- 193,00 Гкал/ч – договорная нагрузка в горячей воде.

При этом необходимо отметить, что в перспективе схемой теплоснабжения не предусматривается изменение схемы теплоснабжения микрорайона «Юг», в перспективе теплоснабжение микрорайона «Юг» планируется за счет существующей теплосетевой инфраструктуры.

Зоны действия котельных АО «Теплоэнерго»

Существующая суммарная фактическая тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зонах действия котельных АО «Теплоэнерго», по состоянию на конец 2021 года составляет 1485,7 Гкал/ч.

Зоны действия котельных прочих теплоснабжающих организаций

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зонах действия котельных прочих теплоснабжающих организаций, по состоянию на конец 2021 года составила 1009,6 Гкал/ч.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения города Нижнего Новгорода сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-, двухэтажные, в большей части – деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение данных зданий, как правило - печное отопление или индивидуальное газовое отопление, ГВС (как правило) обеспечивается от индивидуальных электронагревательных установок.

Индивидуальным отоплением по состоянию на 01.01.2022 оборудовано 5 840,89 тыс. м2 жилых помещений, или 17,5 % соответственно от общей площади жилых помещений жилищного фонда городского округа, в т.ч. из 29 073,0 тыс. м2 общей площади МКД индивидуальным отоплением оборудовано 2 435,2 тыс. м2, или 8,4%.

Площадь жилых помещений жилищного фонда, обеспеченных индивидуальным горячим водоснабжением, составляет 5 262,87 тыс. м2 или 17,5% от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Зоны децентрализованного теплоснабжения располагаются в кварталах, застроенных одно-, двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12- 0,25 Гкал/ч на 1 га.

Приоритетным вариантом перспективного развития системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород является вариант, который включает в себя сценарий, не предусматривающий использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города Нижнего Новгорода, предусматривающий теплоснабжение сложившейся застройки от существующих источников теплоснабжения, и строительство новых крупных источников теплоснабжения (котельных) для обеспечения района Кузнечиха.

Также запланированы мероприятия направленные на повышение надежности и качества теплоснабжения, обеспечение устойчивости функционирования при возникновении аварийных ситуаций, снижение расходов на выработку тепловой энергии за счет снижения удельного расхода топлива и удельных расходов на ремонт и эксплуатацию.

Перспективные зоны действия источников тепловой энергии на территории города Нижнего Новгорода представлены на рисунке 3.2.6.

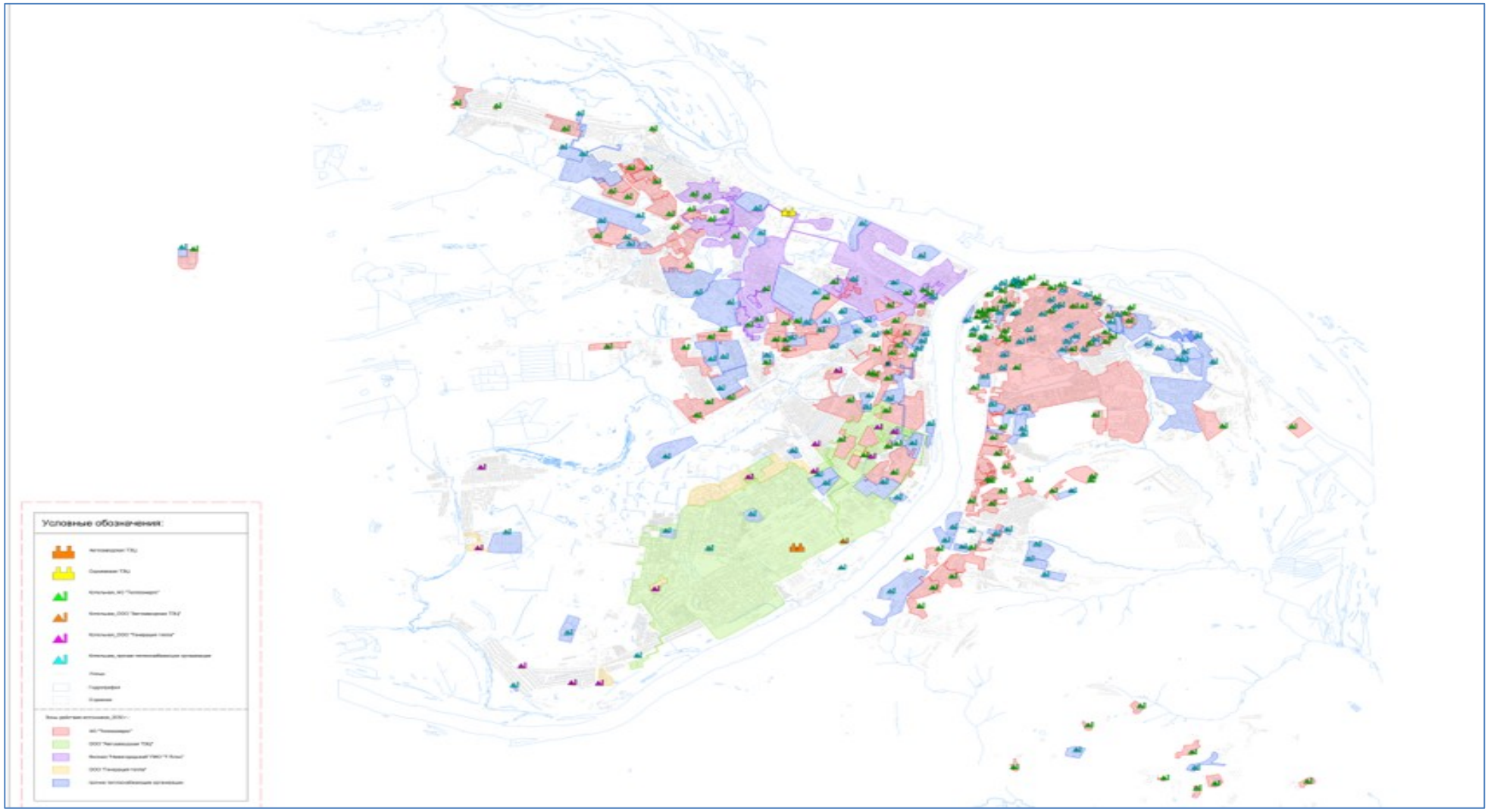


Рисунок 3.2.6 – Перспективные зоны действия источников тепловой энергии на территории города Нижнего Новгорода

Мероприятия, предлагаемые для развития системы теплоснабжения основаны на выборе оптимального направления повышения эффективности работы системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород, в т.ч.:

-снижение эксплуатационных и материальных затрат за счет обновления основного и вспомогательного технологического оборудования;

-повышение надежности системы теплоснабжения за счет замены изношенных тепловых сетей;

-развитие централизованной системы теплоснабжения путем обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников и сетей тепловой энергии городского округа город Нижний Новгород с целью повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения представлены в разделе 7 Обосновывающих материалов.

Балансы мощности и нагрузки.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

- Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды.

- Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

- Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

По состоянию на конец 2021 года в городе Нижнем Новгороде функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Сормовская ТЭЦ и Автозаводская ТЭЦ.

Установленная тепловая мощность Сормовской ТЭЦ составляет 646 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 350 МВт.

Установленная тепловая мощность Автозаводская ТЭЦ составляет 1 812 Гкал/ч, установленная электрическая мощность – 480 МВт.

Суммарная установленная электрическая мощность ТЭЦ города на начало 2022 года составляла 830 МВт, суммарная установленная тепловая мощность – 2458 Гкал/ч.

Ограничения установленной тепловой мощности Автозаводской ТЭЦ отсутствуют. Ограничение тепловой мощности Сормовской ТЭЦ составляет 48 Гкал/ч. Ограничение связано с фактом работы турбоагрегатов ст.№ 3,4 без встроенных пучков в конденсаторе и с недостатком паровой мощности котлов. Технические ограничения по паропроизводительности котлов составили 30 Гкал/ч и ограничения из-за технических характеристик турбин - 18 Гкал/ч, таким образом, располагаемая мощность станции – 598 Гкал/ч.

Установленная тепловая мощность котельных города по состоянию на начало 2022 года составляет 4 203,76 Гкал/час, в том числе:

•АО «Теплоэнерго» - 2 120 Гкал/ч;

•ООО «Автозаводская ТЭЦ» (котельная «Ленинская») – 360,00 Гкал/ч;

•ООО «Генерация тепла» – 275,8 Гкал/ч (По данным ООО «Генерация тепла» по состоянию на 10.06.2022 суммарная установленная тепловая мощность котельных составляет 266,3 Гкал/ч);

•ООО «Нижновтеплоэнерго» - 222,6 Гкал/ч;

•АО «ЭСК» (бывшее ЗАО «Промышленные компьютерные технологии») – 6,3 Гкал/ч;

•ООО «СТН-Энергосети» - 162,9 Гкал/ч;

•котельных прочих теплоснабжающих организаций – 959,13 Гкал/ч.

Таким образом установленная тепловая мощность источников тепловой энергии г. Нижний Новгород составляет 6 626,2 Гкал/час, в том числе источников тепловой энергии комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Нижний Новгород - 2458,00 Гкал/ч, котельных города – 4 168,2 Гкал/ч.

Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки Сормовской и Автозаводской ТЭЦ приведены в таблице 3.2.19.

Таблица 3.2.19 - Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки Сормовской и Автозаводской ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Сормовская ТЭЦ										
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	646	646	646	646	706	706	706	706	706
1.1.	отборы паровых турбин, в т.ч.	Гкал/ч	646	646	646	646	646	646	646	646	646
1.1.1.	*производственных параметров*	Гкал/ч	168	168	168	168	168	168	168	168	168
1.1.2.	*теплофикационные*	Гкал/ч	460	460	460	460	460	460	460	460	460
1.1.3.	*встроенные пучки конденсаторов*	Гкал/ч	18	18	18	18	18	18	18	18	18
2	ПВК (проект 1.15 – установка нового водогрейного котла 60 Гкал/ч)	Гкал/ч	0	0	0	0	60	60	60	60	60
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	598	598	598	598	658	658	658	658	658
4	Затраты тепла на собственные и хозяйственные нужды станции	Гкал/ч	32,13	35,12	35,76	36,65	39,24	40,47	41,18	41,78	43,23
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	23,61	25,81	26,58	27,25	29,18	30,09	30,62	31,07	32,14
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	391,96	428,44	435,83	446,69	478,3	493,3	501,97	509,29	526,91
6.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	344,62	378,58	385,59	394,46	420,25	433,29	440,86	447,11	461,85
6..2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	47,34	49,86	50,23	52,23	58,05	60,01	61,11	62,18	65,06
7	Присоединенная расчетная (фактическая) тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	376,28	407,59	416,67	427,53	459,14	474,15	482,81	490,13	507,75
7.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	321,04	347,75	363,26	372,13	397,92	410,96	418,53	424,78	439,52
7.2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	55,25	59,84	53,41	55,4	61,22	63,18	64,28	65,35	68,23
8	Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	150,3	108,63	99,83	87,41	111,29	94,14	84,23	75,86	55,72
9	Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	165,97	129,48	118,99	106,57	130,44	113,29	103,38	95,02	74,88

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/агрегата	Гкал/ч	381,87	378,88	378,24	377,35	434,76	433,53	432,82	432,22	430,77
11	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	350,98	380,41	389,09	399,2	428,63	442,6	450,67	457,48	473,89
	Автозаводская ТЭЦ										
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	1866	1866	1812	1812	1812	1673	1812	1812	1812
1.1.	отборы паровых турбин, в т.ч.	Гкал/ч	966	966	912	912	912	773	912	912	912
1.1.1.	*производственных параметров*	Гкал/ч	252	252	252	252	252	168	307	307	307
1.1.2.	*теплофикационные*	Гкал/ч	714	714	660	660	660	605	605	605	605
1.1.3.	турбокомпрессоры	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60
2	ПВК	Гкал/ч	840	840	840	840	840	840	840	840	840
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1866	1866	1812	1812	1812	1673	1812	1812	1812
4	Затраты тепла на собственные нужды станции	Гкал/ч	57,35	57,86	58,44	60,53	61,38	61,85	62,77	63,32	64,18
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	62,33	62,89	63,51	65,78	66,71	67,22	68,22	68,82	69,76
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	1981,88	1999,21	2018,44	2089,24	2117,85	2133,57	2164,65	2183,14	2212,44
6.1.	*Пар 6 ата*	Гкал/ч	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33
6.2.	*Пар 11 ата*	Гкал/ч	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93
6.3.	*Перегретая вода*	Гкал/ч	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23
6.4.	*ГВС*	Гкал/ч	157,1	160,71	164,83	174,53	180,6	184,03	188,5	191,37	195,37
6.5.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	1671,3	1685,01	1700,12	1761,22	1783,76	1796,05	1822,66	1838,28	1863,59
7	Присоединенная расчетная (фактическая) тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	1027,54	1036,79	1047,07	1084,57	1099,85	1108,26	1124,73	1134,55	1150,07

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7.1.	*Пар 6 ата*	Гкал/ч	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71
7.2.	*Пар 11 ата*	Гкал/ч	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59
7.3.	*Перегретая вода*	Гкал/ч	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52
7.4.	*УКС*	Гкал/ч	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
7.5.	*ГВС*	Гкал/ч	91,58	93,69	96,09	101,74	105,28	107,28	109,89	111,56	113,89
7.6.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	871,05	878,19	886,07	917,91	929,66	936,07	949,93	958,07	971,26
8	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной тепловой нагрузке)	Гкал/ч	-235,55	-253,96	-328,39	-403,56	-433,94	-589,64	-483,64	-503,28	-534,39
9	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной тепловой нагрузке)	Гкал/ч	718,79	708,46	642,99	601,12	584,06	435,67	556,28	545,32	527,99
10	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1633,65	1633,14	1578,56	1576,47	1575,62	1436,15	1574,23	1573,68	1572,82
11	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	883,8	890,57	898,05	928,03	939,17	945,26	958,32	966	978,42

Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зоне действия котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ» приведены в таблице 3.2.20.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зонах действия котельных АО «Теплоэнерго» приведены в таблице 3.2.21.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зонах действия котельных прочих организаций приведены в таблице 3.2.23.

Таблица 3.2.20 - Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зоне действия котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ										
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка	Гкал/ч	193	193	193	193	193	193	193	193	193
7	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79
8	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34
9	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46

Таблица 3.2.21 - Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зонах действия котельных АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ВСЕГО по котельным АО «Теплоэнерго»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2139,35	2139,48	2101,06	2096,03	2214,57	2159,80	2147,47	2135,31	2241,10
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1886,05	1886,05	1845,67	1842,97	2077,88	2076,99	2068,03	2075,26	2198,92
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	44,50	44,50	43,94	43,99	44,09	56,52	56,23	55,99	56,09
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1841,60	1841,60	1801,78	1799,04	2033,85	2020,78	2012,11	2019,58	2143,14
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1385,95	1416,45	1374,45	1439,19	1505,80	1573,81	1614,52	1650,41	1720,82
5.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	1253,71	1282,41	1242,19	1297,33	1354,61	1409,55	1444,11	1475,94	1537,03

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	132,22	134,05	132,19	141,86	151,18	170,85	176,94	181,01	190,31
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	100,45	102,63	99,89	104,29	108,92	114,18	117,27	120,14	125,27
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	355,22	322,58	327,46	255,53	419,12	346,87	294,43	263,15	311,17
	в том числе										
1	**ул. Базарная, 6**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	26	26	26	26	26	26	26	26	26
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	27,71	27,71	27,71	27,71	27,71	27,71	27,71	27,71	27,71
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	20,05	20,21	20,12	20,42	20,53	20,53	20,53	20,53	20,53
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	17,57	17,77	17,68	17,91	18	18	18	18	18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,49	2,44	2,44	2,51	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,41	1,42	1,42	1,44	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,65	5,48	5,57	5,25	5,13	5,13	5,13	5,13	5,13
2	**ул. Баренца, 9-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58	21,58
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	15,41	15,37	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	12,47	12,48	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,94	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,91	4,96	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
3	**ул. Гаугеля, 25**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	31,08	31,08	31,08	31,08	31,08	31,08	31,08	31,08	31,08
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	16,73	16,75	16,62	18,02	18,02	18,07	18,07	18,07	18,07
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	14,69	14,75	14,63	15,86	15,86	15,91	15,91	15,91	15,91
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,05	2	1,99	2,16	2,16	2,17	2,17	2,17	2,17
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,97	0,97	0,96	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	13,38	13,36	13,5	12,01	12,01	11,95	11,95	11,95	11,95
4	**ул. Гаугеля, 6-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	31,48	31,48	31,48	31,48	31,48	31,48	31,48	31,48	31,48
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	17,51	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	14,87	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,65	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,74	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	12,44	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81
5	**ул. Дубравная, 17 (БМК)**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13	6,13
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,96	2,95	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,8	2,8	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,16	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,42	2,43	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
6	**ул. Иванова, 14-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	35	35	35	35	35
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	22,96	22,96	22,96	22,96	35	35	35	35	35
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	22,46	22,46	22,46	22,46	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	18,96	19,24	18,98	19,01	20,41	21,81	23,74	25,14	26,54
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	16,08	16,37	16,12	16,15	17,37	18,59	20,32	21,54	22,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,88	2,87	2,86	2,86	3,04	3,22	3,42	3,6	3,78
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,19	1,21	1,19	1,19	1,29	1,39	1,52	1,62	1,72
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,31	2,01	2,29	2,26	12,8	11,3	9,24	7,74	6,24
7	**ул. Иванова, 36-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35	10,35
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	7,63	7,64	7,61	7,61	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,63	7,64	7,61	7,61	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,37	2,36	2,4	2,4	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
8	**ул. Коперника, 1-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	13,21	13,21	13,21	13,21	27,21	27,21	27,21	27,21	27,21

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	12,91	12,91	12,91	12,91	26,91	26,91	26,91	26,91	26,91
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,05	13,13	12,93	13,87	14,8	17,74	17,74	17,74	18,54
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	12,64	12,72	12,52	13,3	14,07	16,49	16,49	16,49	17,16
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,41	0,41	0,41	0,57	0,73	1,25	1,25	1,25	1,38
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,89	1,9	1,89	1,95	2,02	2,22	2,22	2,22	2,28
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-2,04	-2,12	-1,91	-2,91	10,09	6,94	6,94	6,94	6,09
9	**ул. Меднолитейная, 1-б (БМК)**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
10	**пер. Общественный, 2-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
11	**ул. Планетная, 8-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	7,8	7,79	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,3	7,3	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,5	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,67	0,67	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,23	3,25	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78
12	**ул. Пугачева, 1**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	34,62	34,62	34,62	34,62	34,62	34,62	34,62	34,62	34,62
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	24,68	24,06	23,7	25,94	27,32	28,44	28,44	28,44	28,44
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	20,09	19,62	19,35	20,96	21,8	22,49	22,49	22,49	22,49
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,59	4,45	4,35	4,98	5,51	5,95	5,95	5,95	5,95
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,49	1,45	1,42	1,58	1,68	1,75	1,75	1,75	1,75
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	8,45	9,11	9,5	7,11	5,63	4,43	4,43	4,43	4,43
13	**ул. Римского-Корсакова, 50 (БМК)**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,5	3,5	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
14	**пр. Союзный, 43**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	70
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	54,27	54,27	54,27	54,27	54,27	54,27	54,27	54,27	64,27
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	53	53	53	53	53	53	53	53	63
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	34,99	34,89	33,96	37,99	40,33	41,54	42,75	45,56	54,07
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	30,66	30,63	29,7	33,3	35,39	36,44	37,49	40,09	47,87
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,33	4,27	4,25	4,69	4,95	5,1	5,26	5,46	6,2
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	2,02	2,01	1,94	2,23	2,39	2,47	2,56	2,76	3,35
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	15,99	16,1	17,1	12,78	10,28	8,98	7,69	4,69	5,58
15	**ул. Станиславского, 3 (новая БМК)**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	16,8	16,8	16,8	16,8	20,65	20,65	20,65	20,65	20,65
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	16,82	16,82	16,82	16,82	20,65	20,65	20,65	20,65	20,65
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	16,42	16,42	16,42	16,42	20,25	20,25	20,25	20,25	20,25
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	14,5	14,5	14,5	14,7	14,7	14,7	14,7	15,6	16,35
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	14,48	14,49	14,49	14,69	14,69	14,69	14,69	15,45	16,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,15	0,28

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	1,05	1,1
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,73	4,56	4,56	4,56	3,61	2,8
16	**ул. Федосеенко, 89-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	7
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	7
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	6,88
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,51	3,68	3,68	3,68	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,68	3,68	3,68	3,68	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,83	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,34	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,2	0,68	0,68	0,68	0,66	0,66	0,66	0,66	2,89
17	**ул. Энгельса, 1-в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	31,04	31,04	31,04	31,04	31,04	31,04	31,04	31,04	31,04
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	17,87	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	17,33	17,44	17,44	17,44	17,44	17,44	17,44	17,44	17,44
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,47	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	9,26	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14
18	**ул. Вольская, 15-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,39	3,32	3,29	3,29	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,3	3,23	3,2	3,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,19	0,18	0,18	0,18	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,74	5,81	5,84	5,84	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
19	**ул. Знаменская, 5-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	15
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	15
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	14,85
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,41	2,41	2,39	2,39	7,1	10,94	13,08	13,08	13,08
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,19	2,19	2,17	2,17	6,33	9,67	11,53	11,53	11,53
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,77	1,27	1,55	1,55	1,55
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,54	0,81	0,96	0,96	0,96
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,57	1,57	1,59	1,59	-3,45	-7,56	-9,84	-9,84	0,82
20	**ул. Климовская, 86-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	25	25	25	25	25	25	25	25	40
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56	40
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	39,76
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	16,07	16,05	15,06	15,58	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	15,11	15,14	14,16	14,58	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,95	0,91	0,9	1	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,36	1,36	1,29	1,32	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,9	3,92	4,97	4,42	3	3	3	3	21,44
21	**ул. Конотопская, 5**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,75	3,75	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную ул. Тихорецкая, 3-в в 2020 г.						
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,24	2,24							
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,05	0,05							
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,19	2,19							
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,66	1,66							
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,65	0,65							
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,01	1,01							
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,2	0,2							
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,33	0,33							
22	**ул. Лесной городок, 6-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	33,19	33,19	33,19	33,19	33,19	33,19	33,19	33,19	33,19
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	31,28	31,28	31,28	31,28	31,28	31,28	31,28	31,28	31,28
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	30,45	30,45	30,45	30,45	30,45	30,45	30,45	30,45	30,45
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	18,95	18,76	17,86	18,48	19,09	19,7	20,47	23,32	26,84
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	17,14	17,03	16,13	16,64	17,14	17,64	18,26	20,79	23,94
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,81	1,73	1,73	1,84	1,95	2,06	2,21	2,53	2,9
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,91	0,9	0,84	0,88	0,92	0,97	1,02	1,22	1,47
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	10,59	10,79	11,75	11,09	10,44	9,78	8,96	5,91	2,14
23	**ул. Московское шоссе, 15-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	21,23	21,23	21,23	21,23	21,23	21,23	21,23	21,23	21,23
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12	21,12

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,69	13,6	13,46	13,46	13,46	13,46	13,46	13,46	13,46
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	11,34	11,25	11,13	11,13	11,13	11,13	11,13	11,13	11,13
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,35	2,35	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,43	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,47	6,57	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71	6,71
24	**ул. Мурашкинская, 13-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	33,2	33,2	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на Сормовскую ТЭЦ во 2-м полугодии 2020 г.						
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	21,92	21,92							
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,56	0,56							
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	21,36	21,36							
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	16,57	18,04							
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	15,3	16,74							
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,26	1,3							
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,75	0,85							
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,04	2,47							
25	**ул. Невельская, 9-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,19	2,19	2,14	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,14	2,14	2,09	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,61	0,61	0,66	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
26	**ул. Путейская, 31-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,31	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,14	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,5	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
27	**ул. Ивана Романова, 3-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,83	2,57	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,83	2,57	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,15	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,11	1,38	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
28	**ул. Таллинская, 15-в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	24,61	24,7	24,7	25,19	25,19	25,19	25,19	25,19	25,19
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	21,38	21,47	21,47	21,85	21,85	21,85	21,85	21,85	21,85
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,22	3,23	3,23	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,59	1,6	1,6	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,12	5,02	5,02	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49
29	**ул. Тепличная, 8-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81	8,81
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	8,61	8,61	8,61	8,61	8,61	8,61	8,61	8,61	8,61
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,49	5,49	5,49
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	5,09	5,09	5,09
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,63	0,63	0,63
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,28	2,28	2,28
30	**ул.Терешковой, 7**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	14,87	14,87	14,87	14,87	14,87	14,87	14,87	14,87	14,87
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	11,34	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,54	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,6	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
31	**ул. Тихорецкая, 3-в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	14,5	14,5	14,5	14,5	20	20	20	20	20
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	13,75	13,75	13,75	13,75	20	20	20	20	20
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	13,42	13,42	13,42	13,42	19,67	19,67	19,67	19,67	19,67
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	11,83	12,86	12,86	14,56	15,03	16,07	16,07	16,07	16,07
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	11,38	11,4	11,4	12,1	12,56	13,41	13,41	13,41	13,41
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,45	1,45	1,45	2,46	2,47	2,66	2,66	2,66	2,66
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,63	0,7	0,7	0,82	0,85	0,93	0,93	0,93	0,93
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,96	-0,14	-0,14	-1,96	3,78	2,67	2,67	2,67	2,67
32	**ул. Чкалова, 37-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,77	1,77	1,77	1,77	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,65	1,65	1,65	1,65	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,06	1,05	1,05	1,05	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
33	**ул. Чкалова, 9-г**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	12,34	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	11,68	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,7	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,26	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
34	**ул. Академика Баха, 4-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	80	80	80	80	80	80	80	80	80
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	68,31	68,31	68,31	68,31	68,31	80	80	80	80
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	66,57	66,57	66,57	66,57	66,57	78,26	78,26	78,26	78,26
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	55,39	55,49	54,08	54,62	54,74	65,25	65,27	65,27	65,27
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	46,8	46,85	45,48	45,92	46,01	55,19	55,2	55,2	55,2
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	8,59	8,65	8,6	8,7	8,73	10,07	10,07	10,07	10,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	8,89	8,9	8,8	8,84	8,84	9,58	9,58	9,58	9,58
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,29	2,18	3,69	3,11	2,99	3,43	3,41	3,41	3,41
35	**ул. Геройская, 11-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	17,2	17,2	17,2	17,2	20	20	20	20	20
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	14,02	14,02	14,02	14,02	20	20	20	20	20
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	13,65	13,65	13,65	13,65	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,62	13,62	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	13,61	13,61	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,76	-0,75	-0,74	-0,74	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
36	**Июльских дней, 1**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	21,61	22,5	22,42	24,29	26,47	29,47	32,91	35,1	40,23
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	19,69	20,57	20,49	22,15	23,99	26,52	29,43	31,28	35,7
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,93	1,93	1,93	2,14	2,49	2,95	3,48	3,82	4,53
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,43	1,49	1,48	1,61	1,77	1,98	2,22	2,37	2,73
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	22,49	21,54	21,63	19,63	17,29	14,08	10,4	8,06	2,58
37	**пр. Ленина, 51 корпус 10**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	18,92	18,92	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	18,84	18,84	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45	17,45
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	18,37	18,37	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,29	14,11	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	13,27	13,99	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,5	0,56	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,58	3,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
38	**пр. Ленина, 5-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	23,38	23,38	23,38	23,38	23,38	23,38	23,38	23,38	23,38
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	20,89	20,89	20,89	20,89	20,89	20,89	20,89	20,89	20,89

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	20,31	20,31	20,31	20,31	20,31	20,31	20,31	20,31	20,31
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,81	14,42	14,3	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	13,47	14,08	13,96	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52	14,52
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,03	1,08	1,07	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,46	4,81	4,94	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
39	**ул. Октябрьской Революции, 66**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65	8,65
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,59	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,44	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,9	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24
40	**ул. Памирская, 11**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	52	52	52	52	52	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельные ул. Заводская, 19 и ул. Академика Баха, 4а во 2-м полугодии 2023 г.			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	31,93	31,93	31,93	31,93	31,93				
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	24,57	25,11	23,72	23,72	23,92				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	23,69	24,18	22,79	22,79	22,99				
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,89	0,93	0,93	0,93	0,93				

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,18	1,22	1,12	1,12	1,13				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,45	4,88	6,36	6,36	6,15				
41	**ул. Премудрова, 12-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новые котельные ул. Днепропетровская и ул. Дачная во 2-м полугодии 2026 г.
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	27,51	27,51	27,51	27,51	27,51	27,51	27,51	27,51	
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	21,99	22,13	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	22,14	
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	20,7	20,84	20,59	20,6	20,6	20,6	20,6	20,8	
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,34	
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,93	1,94	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,94	
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,91	2,76	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	2,75	
42	**ул. Баранова, 11**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	30,44	30,44	30,44	30,44	30,44	30,44	30,44	30,44	37,44
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	25,66	32,66
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	31,9
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	21,02	21,12	21,02	21,37	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	18,72	18,81	18,72	19,01	19,29	19,29	19,29	19,29	19,29
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,36	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,26	1,27	1,26	1,29	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,62	2,52	2,61	2,25	1,88	1,88	1,88	1,88	8,88
43	**ул. Гастелло, 1-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	13,41	13,41	13,41	13,41	13,41	13,41	13,41	13,41	35

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	35
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	34,66
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	10,55	10,57	10,57	12,54	15,66	19,21	20,03	21,54	23,45
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	10,48	10,5	10,5	11,61	13,86	16,33	16,74	17,73	19,18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,93	1,79	2,88	3,29	3,82	4,27
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,54	0,55	0,55	0,68	0,9	1,15	1,21	1,31	1,45
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,36	1,33	1,34	-0,77	-4,11	-7,91	-8,78	-10,4	9,77
44	**пр. Героев, 13**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,09	4,12	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,09	4,12	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,32	1,28	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
45	**ул. Красных Зорь, 4-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	10,27	10,25	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	9,69	9,69	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,58	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,61	0,6	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,99	1	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
46	**ул. Металлистов, 4-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	3,5
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	3,49
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,84	2,84	2,88	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,84	2,84	2,88	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,4	-0,4	-0,45	-0,53	-0,53	-0,53	-0,53	-0,53	0,35
47	**Московское шоссе, 219-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
48	**дом отдыха «Зеленый город», Зеленый город**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
49	**ул. 3-я Ямская, 7**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ», во 2-м полугодии 2023 г.			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63				
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,46	0,41	0,4	0,4	0,4				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,46	0,4	0,39	0,39	0,39				
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,13	0,18	0,19	0,19	0,19				
50	**пер. Бойновский, 9-д**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	8,74
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	8,74
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	8,62
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,78	2,77	2,7	3,63	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,67	2,66	2,59	3,35	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,11	0,11	0,11	0,28	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,19	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,23	-0,23	-0,15	-1,15	-2,14	-2,14	-2,14	-2,14	3,8
51	**ул. Большая Покровская, 16**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ», во 2-м полугодии 2023 г.			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28				
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5				
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0				
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23				
52	**ул. Варварская, 15-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,23	1,23	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,83	0,83	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
53	**ул. Верхне-Волжская Набережная, 7-д**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,17	1,17	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,15	1,15	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,41	0,4	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
54	**ул. Воровского, 3**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,12	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,06	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,69	0,79	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
55	**пл. Горького, 4-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ», ул. Ветеринарная, 5, со 2-го полугодия 2024 г.		
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39			
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09			
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3			
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,72	2,7	2,66	2,71	2,82	2,87			
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,41	2,41	2,38	2,43	2,52	2,56			
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,31	0,3	0,28	0,29	0,3	0,31			

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18			
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,41	0,43	0,47	0,42	0,3	0,25			
56	**ул. Гребешковский откос, 7**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК в районе ул. Ярославская-Соревнования со 2-го полугодия 2023 г.			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99				
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,23	0,67	0,67	0,67	0,67				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,15	0,67	0,67	0,67	0,67				
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,08	0	0	0	0				
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,29	0,3	0,3	0,3	0,3				
57	**ул. Дальняя, 1/29-в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
58	**ул. Донецкая, 9-в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	9,47	9,37	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,83	7,73	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,44	0,44	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,29	5,4	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
59	**Зеленый город к/п «санаторий ВЦСПС, 2-я территория»**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,17	0,16	0,16	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,17	0,16	0,16	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,6	0,61	0,61	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
60	**Санаторий «Нижегородский», Зеленый город**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК со 2-го полугодия 2023 г.			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01				
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16				

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03				
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61				
61	**Детский санаторий «Ройка», Зеленый город**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
62	**МУ ДОЛ «Чайка», Зеленый город**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,95	0,95	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,84	0,84	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,1	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,17	1,17	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
63	**Дом-интернат для престарелых и инвалидов «Зеленый город», Зеленый город**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,73	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,64	0,51	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,83	1,97	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
64	**«ГОУ Морёновская областная санаторно-лесная школа», Зеленый город, дом 7-г**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
65	**«Художественный Музей», Кремль, корпус 3-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,84	1,84	1,84	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ» во 2-м полугодии 2021г.					
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,79	0,79	0,79						
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0						
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,79	0,79	0,79						
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,05	1,05	1,05						

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,05	1,05	1,05						
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0						
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02						
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,28	-0,28	-0,28						
66	**ул. Горького, 65-д**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45			
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57			
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2			
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37			
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ» во 2-м полугодии 2024 г.		
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35			
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0			
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0			
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02			
67	**Малая Ямская ул, 9б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
68	**ул. Минина, 1**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,85	2,85	2,76	2,76	4,75	4,75	2,84	2,84	2,84
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,62	2,63	2,54	2,54	4,3	4,3	2,62	2,62	2,62
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,46	0,46	0,22	0,22	0,22
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,16	0,16	0,02	0,02	0,02
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,01	1,01	1,11	1,11	-1,03	-1,03	1,02	1,02	1,02
69	**ул. Нижне-Волжская набережная, 2-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,47	1,46	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,43	1,42	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,06	2,07	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
70	**пер. Плотничный, 11**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	10,85	11,36	11,04	11,79	12,48	12,8	12,8	12,8	12,8
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	10,16	10,65	10,33	11	11,61	11,91	11,91	11,91	11,91

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,69	0,71	0,71	0,79	0,87	0,89	0,89	0,89	0,89
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,42	0,46	0,44	0,49	0,54	0,56	0,56	0,56	0,56
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,48	3,94	4,28	3,47	2,74	2,4	2,4	2,4	2,4
71	**ул. Радужная, 2-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,87	3,08	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,87	3,08	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,12	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,65	1,42	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
72	**ул. Рождественская, 24**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,76	0,77	0,77	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,76	0,77	0,77	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,1	1,1	1,1	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
73	**ул. Рождественская, 40-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	2,05
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	2,05

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	2,05
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,9	0,91	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	1,31
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,9	0,91	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	1,15
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0,16
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,16	0,16	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,7
74	**ул. Рождественская, 8**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,65	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,65	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,15	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
75	**ул. Соревнования, 4-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК в районе ул. Ярославская-Соревнования со 2-го полугодия 2022 г.				
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,15	1,15	1,15	1,15					
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0					
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,15	1,15	1,15	1,15					
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,18	0,73	0,73	1,32					
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,18	0,65	0,65	1,11					
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0,08	0,08	0,21					

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,05	0,09	0,09	0,13					
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,92	0,33	0,33	-0,3					
76	**ул. Суетинская, 21**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99	13,99
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	6,35	6,76	6,76	6,87	7,49	7,96	8,03	8,11	8,11
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	6,04	6,46	6,46	6,55	7,09	7,51	7,57	7,64	7,64
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,31	0,31	0,31	0,32	0,4	0,45	0,46	0,47	0,47
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,48	0,51	0,51	0,52	0,56	0,59	0,6	0,6	0,6
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,81	6,37	6,37	6,25	5,59	5,09	5,01	4,93	4,93
77	**ул. Ульянова, 47**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
78	**ул. Ярославская, 23**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28					
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22					

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК в районе ул. Ярославская-Соревнования со 2-го полугодия 2022 г.				
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22					
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13					
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12					
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01					
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0					
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09					
79	**Кузнечиха д, БМКУ №1 «БМКУ №1 ОАО «Сбербанк РФ» (Кузнечиха)»**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
80	**Анкудиновское шоссе, 24**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36	6,36
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,43	3,99	3,79	4,03	4,03	4,03	5,1	5,1	5,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,15	3,67	3,46	3,68	3,68	3,68	4,58	4,58	4,58

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,28	0,33	0,33	0,35	0,35	0,35	0,52	0,52	0,52
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,26	0,3	0,28	0,3	0,3	0,3	0,37	0,37	0,37
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,51	1,92	2,14	1,87	1,87	1,87	0,73	0,73	0,73
81	**Анкудиновское шоссе, 3-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	16,33
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	12,95	12,95	12,95	12,95	12,95	12,95	12,95	12,95	15,95
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	15,62
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,13	5,13	5,02	8,6	11,57	11,57	12,76	12,76	12,76
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,71	4,71	4,6	8,06	10,9	10,9	12,05	12,05	12,05
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,54	0,67	0,67	0,71	0,71	0,71
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,31	0,56	0,77	0,77	0,85	0,85	0,85
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	7,17	7,17	7,29	3,46	0,28	0,28	-1	-1	2
82	**ул. Углова, 7**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	30	30	30	30	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	29,46	29,46	29,46	29,46	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	28,79	28,79	28,79	28,79	55,23	55,23	55,23	55,23	55,23
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	21,15	21,1	9,06	9,06	9,06	11,2	14,45	15,88	21,23
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	18,16	18,13	6,1	6,1	6,1	7,79	10,39	11,69	16,58
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,98	2,96	2,96	2,96	2,96	3,41	4,06	4,19	4,65
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,56	1,55	0,71	0,71	0,71	0,86	1,09	1,19	1,56
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,09	6,14	19,02	19,02	45,46	43,17	39,69	38,16	32,44
83	**ул. Военных комиссаров, 9**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18	27,18

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	22,05	22,18	22,01	22,01	22,01	22,01	22,01	22,01	22,01
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	18,68	18,79	18,63	18,63	18,63	18,63	18,63	18,63	18,63
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,38	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,16	1,17	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,22	3,09	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
84	**пр. Гагарина, 156**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,48	3,46	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47	3,47
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,19	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,33	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
85	**пр. Гагарина, 178-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	73	73	73	73	73	73	73	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК в районе ул. Ларина со 2-го полугодия 2026 г.	
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	47,91	47,91	47,91	47,91	55	55	55		
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6		
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	46,31	46,31	46,31	46,31	53,4	53,4	53,4		
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	37,55	39,43	38,7	41,86	42,29	43,18	43,18		
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	33,81	35,65	34,93	37,52	37,89	38,75	38,75		
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,74	3,78	3,77	4,34	4,4	4,43	4,43		

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	2,4	2,53	2,48	2,7	2,73	2,79	2,79		
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,36	4,36	5,13	1,75	8,38	7,43	7,43		
86	**пр. Гагарина, 70-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	20	20	20	20
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	16,78	16,78	16,78	16,78	16,78	19,52	19,52	19,52	19,52
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,09	13,28	13,28	13,28	13,28	14,87	15,38	15,38	15,38
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	12,04	12,04	12,04	12,04	12,04	13,36	13,77	13,77	13,77
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,06	1,25	1,25	1,25	1,25	1,52	1,61	1,61	1,61
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,62	0,64	0,64	0,64	0,64	0,75	0,78	0,78	0,78
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,07	2,86	2,86	2,86	2,86	3,9	3,36	3,36	3,36
87	**пр. Гагарина, 97 (БМК)**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	12,16	12,16	12,16	12,16	12,16	12,16	12,16	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК в районе ул. Ларина со 2-го полугодия 2026 г.	
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77		
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67		
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,8	4,8	4,8	7,16	9,66	10,87	12,49		
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,44	4,48	4,48	6,54	8,68	9,74	11,18		
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,36	0,33	0,33	0,62	0,98	1,14	1,3		
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,39	0,56	0,65	0,76		
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,64	5,64	5,64	3,12	0,45	-0,85	-2,58		
88	**ул. Голованова, 25-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	31,77	31,77	31,77	31,77	31,77	31,77	31,77	31,77	31,77

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	30,97	30,97	30,97	30,97	30,97	30,97	30,97	30,97	30,97
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	23,23	23,07	22,37	22,37	22,37	22,37	22,37	22,37	22,37
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	19,63	19,43	18,74	18,74	18,74	18,74	18,74	18,74	18,74
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,6	3,64	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,91	0,9	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,84	7,01	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76	7,76
89	**ул. Горная, 13-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	12,96	13,26	14,08	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	11,14	11,37	12,11	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,82	1,89	1,97	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,14	1,16	1,22	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,01	4,68	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
90	**ул. 40 лет Победы, 15**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,43	13,47	13,45	13,45	14,03	14,03	15,82	15,82	15,82
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	11,22	11,22	11,18	11,18	11,6	11,6	13,28	13,28	13,28
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,21	2,25	2,27	2,27	2,43	2,43	2,54	2,54	2,54

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,44	0,44	0,57	0,57	0,57
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,4	3,36	3,38	3,38	2,76	2,76	0,84	0,84	0,84
91	**ул. Радистов, 24**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,75	4,52	4,5	5,29	5,54	6,18	7,06	7,06	7,06
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,74	4,52	4,49	5,2	5,44	6,01	6,76	6,76	6,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,09	0,1	0,17	0,29	0,29	0,29
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,47	0,46	0,46	0,51	0,53	0,58	0,64	0,64	0,64
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,82	2,06	2,08	1,23	0,97	0,28	-0,65	-0,65	-0,65
92	**ул. Тропинина, 13-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,014	2,14	2,14	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на новую БМК Тропинина, 13-д					
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,26	1,26	1,26						
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03						
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,23	1,23	1,23						
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,58	0,2	0,2						
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,56	0,17	0,17						
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02						
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	-0,01	-0,01						
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,63	1,05	1,05						
93	**ул. Батумская, 7-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6				
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	10,61	10,61	10,61	10,61	10,61				

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную ул. Углова, 7 со 2-го полугодия 2023 г.			
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	10,61	10,61	10,61	10,61	10,61				
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	6,32	6,28	6,28	6,28	6,28				
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	6,32	6,28	6,28	6,28	6,28				
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0				
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,57	0,56	0,56	0,56	0,56				
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,72	3,76	3,76	3,76	3,76				
94	**ул. Ванеева, 209-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	25
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	25
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	24,5
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	15,01	14,93	14,45	15,05	15,05	15,05	15,05	15,05	15,05
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	14,09	14,07	13,58	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,92	0,86	0,86	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,31	0,3	0,27	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,22	3,3	3,82	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	9,13
95	**пр. Гагарина, 25-е**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	25
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	9,84	25
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63	24,79
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	6,33	6,3	6,24	6,24	6,24	6,24	6,24	15,59	19,76
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,88	5,87	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	14,66	17,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,93	2,01

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,88	1,17
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	3,07	3,11	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	-6,84	3,85
96	**пр. Гагарина 60 корп. 22**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,29	3,29	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,8
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,2	3,18	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	3,62
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,54	0,54	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,57
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	7,35	7,36	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	6,81
97	**пер. Звенигородский, 8-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	12,18
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	11,81
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	11,73
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,2	2,19	2,19	2,19	2,76	3,32	4	4,68	7,14
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,2	2,19	2,19	2,19	2,68	3,17	3,77	4,37	6,51
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0,08	0,15	0,23	0,31	0,63
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,07	0,11	0,16	0,2	0,38
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,5	0,51	0,51	0,51	-0,1	-0,7	-1,43	-2,15	4,21
98	**ул. Бориса Панина, 19-б**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	3,04

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,97
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,39	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,31	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,38	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	0,51
99	**ул. Республиканская, 47-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,4	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,26	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,09	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,44	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
100	**«НТЦ», ул. Ветеринарная, 5**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	660	660	660	660	700	700	700	700	700
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	553,56	553,56	553,56	553,56	700	700	700	700	700
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	540,16	540,16	540,16	540,16	686,6	686,6	686,6	686,6	686,6
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	502,15	526,74	525,72	556,92	589,54	623,2	646,15	653,78	669,31
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	457,48	480,34	478,94	506,41	534,58	564,59	584,6	591,26	604,84
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	44,67	46,4	46,77	50,52	54,96	58,61	61,55	62,52	64,46

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	41,29	43,02	42,94	45,13	47,41	49,77	51,37	51,91	52,99
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-3,28	-29,59	-28,5	-61,89	49,65	13,63	-10,92	-19,09	-35,7
101	**ул. Генкиной, 37**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,81	0,81	0,81	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на котельную «НТЦ» во 2-м полугодии 2021 г					
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,41	0,41	0,41						
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01						
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4						
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35						
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3						
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05						
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01						
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04						
102	**ул. Чонгарская, 43-а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
103	**Березовая Пойма, ул. Чернореченская, 1 к.1**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,86	1,82	1,73	1,73	1,73	3,43	7,55	12,36	32,14
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,67	1,64	1,63	1,63	1,63	3,06	6,64	10,83	28,04
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,19	0,18	0,1	0,1	0,1	0,37	0,91	1,53	4,1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,77	0,77	0,76	0,76	0,76	0,88	1,17	1,51	2,89
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,21	1,25	1,34	1,34	1,34	-0,47	-4,88	-10,03	-31,19
104	**Казанское шоссе, д. 12**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	20	20	20	20	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	20	20	20	20	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	19,52	19,52	19,52	19,52	24,42	24,42	24,42	24,42	24,42
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,66	8,66	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,82	7,82	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,84	0,84	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,11	0,11	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	10,74	10,74	10,18	10,18	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08
105	**Космонавта Комарова д. 2Е**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
106	**Арктическая, 20**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
107	**ул. Академика Сахарова, 4а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
108	**к.п.зеленый город ФГОУ «Агродом»**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,44	3,44	3,44	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,44	3,44	3,44	1,7	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,41	3,41	3,41	1,67	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,21	1,21	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,21	1,21	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,2	2,2	2,34	0,6	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
109	**ул. Федосеенко, 4а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
110	**Пос. Новинки, ул. Дорожная, 5/1**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	16	16	16	16	20	20	20	20	20
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	16	16	16	16	20	20	20	20	20
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,12	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	15,93	15,93	15,88	15,81	19,81	19,81	19,81	19,81	19,81
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,97	2,97	4,87	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,62	2,62	4,28	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,59	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	12,96	12,96	11,01	8,05	12,05	12,05	12,05	12,05	12,05
111	**ул. Полевая, 8а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
112	**Пос. Новинки, ул.Полевая, 2в**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
113	**наб. Гребного канала, 1Ц**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	38,7	38,7	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	38,57	38,57	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74	23,74
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	31,69	31,69	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86
114	**Пос. Новинки, ул.Ботаническая, 9а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
115	**Пос. Новинки, ул.Магистральная, 3**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
116	**Пос. Новинки, ул.Приокская, 1/2**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
117	**Новая БМК в районе ул. Ярославская-Соревнования**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч					3	3	3	3	3
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч					3	3	3	3	3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч					0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч					2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч					2,12	2,47	2,47	2,47	2,47
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч					1,9	2,21	2,21	2,21	2,21
5.2.	ГВС,	Гкал/ч					0,22	0,26	0,26	0,26	0,26
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч					0,15	0,17	0,17	0,17	0,17
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч					0,64	0,26	0,26	0,26	0,26
118	**Новая БМК по ул. Тропинина, 13д**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч				0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч				1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч				0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч				0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
5.2.	ГВС,	Гкал/ч				0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч				0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч				1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
119	**Новая котельная в районе здания ЦТП-412 ул.Днепропетровская, 8а**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч									35,42
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч									35,42
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч									0,71
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч									34,71
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч									19,93
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч									18,72
5.2.	ГВС,	Гкал/ч									1,2
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч									1,99
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч									12,79
120	**Новая котельная на ул. Дачная**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч									3,44
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч									3,44
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч									0,07
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч									3,37
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч									2,21
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч									2,08

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч									0,13
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч									0,15
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч									1
121	**Новая котельная с когенерационной установкой» в районе ул. Кемеровская и ул. Кащенко**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч								73	73
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч								73	73
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч								1,46	1,46
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч								71,54	71,54
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч								55,67	55,67
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч								49,94	49,94
5.2.	ГВС,	Гкал/ч								5,73	5,73
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч								3,91	3,91
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч								11,96	11,96
122	**Новая котельная на ул. Федосеенко, 46**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч						1,03	1,03	1,03	1,03
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч						1,03	1,03	1,03	1,03
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч						0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч						1,01	1,01	1,01	1,01
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч						0,81	0,81	0,81	0,81
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч						0,73	0,73	0,73	0,73
5.2.	ГВС,	Гкал/ч						0,08	0,08	0,08	0,08
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч						0,06	0,06	0,06	0,06
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч						0,15	0,15	0,15	0,15
123	**Новая котельная в к.п. Зелёный город, Санаторий Нижегородский**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч					0,43	0,43	0,43	0,43	0,43

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч					0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч					0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч					0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч					0	0,2	0,2	0,2	0,2
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч						0,16	0,16	0,16	0,16
5.2.	ГВС,	Гкал/ч						0,03	0,03	0,03	0,03
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч					0	0,01	0,01	0,01	0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч					0,42	0,21	0,21	0,21	0,21
124	**Новая котельная в районе ул. Барминская**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч						17,2	17,2	17,2	17,2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч						17,2	17,2	17,2	17,2
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч						0,34	0,34	0,34	0,34
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч						16,85	16,85	16,85	16,85
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч						13,48	13,48	13,48	13,48
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч						12,13	12,13	12,13	12,13
5.2.	ГВС,	Гкал/ч						1,35	1,35	1,35	1,35
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч						0,94	0,94	0,94	0,94
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч						2,43	2,43	2,43	2,43
125	**Новая котельная в районе ул. Малая Ямская**										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч						12,9	12,9	12,9	12,9
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч						12,9	12,9	12,9	12,9
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч						0,26	0,26	0,26	0,26
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч						12,64	12,64	12,64	12,64
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч						10,11	10,11	10,11	10,11
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч						9,1	9,1	9,1	9,1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч						1,01	1,01	1,01	1,01
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч						0,71	0,71	0,71	0,71
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч						1,82	1,82	1,82	1,82

Таблица 3.2.22 - Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки в зонах действия котельных прочих организаций

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ВСЕГО по котельным прочих теплоснабжающих организаций										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1602,7	1607,05	1658,54	1710,75	1779,92	1848,08	1946,87	1965,55	2020,83
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1463,18	1470,54	1526,44	1598,65	1668,72	1742,49	1848,57	1867,75	1923,03
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	46,51	33,41	34,08	34,89	35,81	37,39	38,9	39,11	39,64
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1416,68	1437,13	1492,37	1563,76	1632,91	1705,1	1809,66	1828,63	1883,39
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	946,35	996,66	1021,44	1051,75	1066,22	1103,16	1135,92	1168,84	1253,78
5.1.	отопление и вентиляция	Гкал/ч	852,96	897,25	912,57	935,89	946,31	977,54	1003,04	1028,09	1100,47
5.2.	горячее водоснабжение	Гкал/ч	93,44	99,45	108,92	115,91	119,91	125,66	132,91	140,77	153,35
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	50,74	52,26	54,66	56,21	56,89	60,83	62,91	66,23	72,27
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	419,64	388,27	416,32	455,84	509,86	541,16	610,86	593,63	557,39
	в том числе										
	Деловая, 14, ООО «Нижновтеплоэнерго»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	90	90	90	120	140	140	140	140	140
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	81,5	82,74	82,71	112,71	132,71	132,71	140	140	140
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,3	1,73	1,83	1,96	2,18	2,28	2,39	2,39	2,39
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	80,2	81,01	80,88	110,75	130,53	130,43	137,61	137,61	137,61
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	64,92	84,99	87,91	96,64	107,41	112,16	117,62	117,62	117,62
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	57,3	75,4	75,93	83,43	91,21	94,12	98,2	98,2	98,2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	7,62	9,59	11,98	13,21	16,19	18,04	19,42	19,42	19,42
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	5,14	5,85	5,89	6,38	6,93	8,61	8,75	9,73	10
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	10,14	-9,83	-12,92	7,73	16,19	9,66	11,24	10,26	9,99
	Родионова, 194б, ООО «Нижновтеплоэнерго»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	132,6	120	132,6	132,6	132,6	132,6	162,6	162,6	192,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	114,99	103,6	115	115	115	115	145	145	175
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	17,2	3,09	3,22	3,33	3,4	3,48	3,51	3,74	3,74
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	97,79	100,51	111,78	111,67	111,6	111,52	141,49	141,26	171,26
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	109,31	120,47	119,5	129,83	132,28	135,42	136,77	145,68	145,68
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	92,15	101,9	101,36	107,7	109,03	110,77	111,47	117,06	117,06
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	17,17	18,57	18,15	22,13	23,24	24,65	25,3	28,62	28,62
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	8,67	8,43	8,78	9,09	9,26	9,48	9,57	10,2	10,2
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-20,2	-28,39	-16,51	-27,25	-29,93	-33,38	-4,86	-14,62	15,38
	Московское шоссе, д. 52, «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	21,66	21,66	21,66	21,66	43,32	43,32	43,32	43,32	43,32
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	21,66	21,66	21,66	21,66	43,32	43,32	43,32	43,32	43,32
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	21,56	21,56	21,56	21,56	43,22	43,22	43,22	43,22	43,22
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	18,19	19,21	20,85	20,85	21,38	21,38	21,38	21,38	23,2
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	17,78	18,96	20,48	20,48	20,93	20,93	20,93	20,93	22,45
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,41	0,25	0,37	0,37	0,45	0,45	0,45	0,45	0,75
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,43	0,5	0,61	0,61	0,65	0,65	0,65	0,65	0,78
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,94	1,85	0,09	0,09	21,19	21,19	21,19	21,19	19,24
	К. Маркса, д. 60, К. Маркса, д. 42а, «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	40,02	40,02	40,02	40,02	40,02	40,02	40,02	40,02	40,02
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	28,31	29,51	30,43	30,43	30,43	30,43	30,43	30,43	30,43
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	24,05	25,17	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,26	4,33	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,43	0,51	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	11,28	10	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02
	Цветочная, д. 3в, «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	34,4	34,4	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	34,4	34,4	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	34,06	34,06	51,26	51,26	51,26	51,26	51,26	51,26	51,26
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	33,2	33,2	33,31	33,31	33,31	33,31	33,31	33,31	33,31
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	28,12	28,12	27,91	27,91	27,91	27,91	27,91	27,91	27,91
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	5,08	5,08	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,18	0,18	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26	17,26
	Родионова, д. 187а, «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29
	ул. Богородского, д. 6В, ООО «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
	ул. Ореховская, 15 к.1, ООО «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
	Электровозная, д. 8А, ОАО ВВПКП Оборонкомплекс,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51	4,51
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
	Котельная Аэропорт, ОАО Международный аэропорт Нижний Новгород,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
	Свободы, д. 95 в/г 64, ЭРТ№4,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44
	Федосеенко, 104, в/г 53, ЭРТ№4,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
	Федосеенко, 114, в/г 53, ЭРТ№4,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
	Планетная, в/г 98, ЭРТ№4,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
	«Инфекционная больница № 23» АО «ЭСК» - Ильича пр-т, 54А										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	«Больница № 26» АО «ЭСК» - Гнилицы п., Гнилицкая ул., 105										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	«Больница № 37» АО «ЭСК» - Челюскинцев ул., 3										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	п. Черепичный, 14, ООО «Класс плюс» ,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69	7,69
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
	Гагарина, д. 37, ПАО НИТЕЛ,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	33,56	33,56	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	32,72	32,72	38,36	38,36	38,36	38,36	38,36	38,36	38,36

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	26,68	26,68	26,68	26,68	26,68	26,68	26,68	26,68	26,68
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,14	4,14	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78
	Котельная «НИИИС им. Ю. Е. Седакова» - филиал ФГУП «РФЯЦ - ВНИИЭФ» - Тропинина ул., 47										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	102,4	102,4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	95,4	95,4
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	72,67	72,67	72,67	72,67	72,67	72,67	72,67	92,67	92,67
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	64,68	64,68	64,68	64,68	64,68	64,68	64,68	64,68	78,24
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98	71,71
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	6,53
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	8,49
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	20,45	5,94
	Федосеенко, д. 44а, ОАО Железобетонстрой № 5,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86	11,86
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	9,72	9,72	9,72	9,72	9,72	9,72	9,72	9,72	9,72
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13	8,13
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Зайцева, 31в, ООО «КСК»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	141,65	141,65	141,65	141,65	123,97	123,97	123,97	123,97	123,97
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	141,65	141,65	141,65	141,65	123,97	123,97	123,97	123,97	123,97
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	140,79	140,79	140,79	140,79	123,11	123,11	123,11	123,11	123,11
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	65,32	68,4	71,1	71,1	71,71	72,6	73,44	74,78	75,46
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	57,17	59,98	58,68	58,68	59,19	59,91	60,59	61,79	62,41
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	8,15	8,42	12,42	12,42	12,53	12,69	12,84	12,98	13,05
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,21	1,42	1,61	1,61	1,65	1,72	1,77	1,87	1,92
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	74,27	70,97	68,08	68,08	49,74	48,79	47,9	46,46	45,73
	Гагарина, д. 50, ООО ЦТО «Меркурий», в 2020 году переключение на котельную Ветеринарная, 5 (НТЦ) потребителей по адресам ул. Бекетова д.2,4 и пр. Гагарина, 46 (РАНХиГС)										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	9,29	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	9,29	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	9,24	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,1	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	6,96	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,14	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,22	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
	Нартова, д. 6, ООО Профит,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63	19,63
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07	15,07
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95
	«АО «Завод «Электромаш»,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86	48,86
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51	46,51
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	29,41	29,41	30,67	32,61	32,61	32,61	32,61	32,61	33,33
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	29,41	29,41	30,45	32,11	32,11	32,11	32,11	32,11	32,7
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0,23	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,63
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,01	1,01	1,1	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,28
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	16,09	16,09	14,74	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	11,9
	Горная, д. 13, НОУ ВПО»Нижегородский институт менеджмента и бизнеса»,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	Чаадаева, д. 10в, ОАО Нижегородский авиастроительный завод Сокол,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	39	39	39	39	39	39	39	39	39
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	32,19	32,19	32,19	32,19	32,5	32,5	32,5	32,5	32,9
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	27,36	27,36	27,36	27,36	27,58	27,58	27,58	27,58	27,98
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	4,83	4,83	4,83	4,83	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,62	2,62	2,62	2,62	2,65
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,21	4,21	4,21	4,21	3,88	3,88	3,88	3,88	3,45
	Яблоневая, д. 18, ООО Высоковский кирпичный завод+,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
	Гаршина, д. 40, ООО НКХП-Девелопмент,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	7	7	7	7	7	7	7	7	7
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,37	5,37	5,37	5,37	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
	Заводская, д.19, ФГУП НПП Полет,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31	48,31
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	47,41	47,41	47,41	47,41	47,41	47,41	47,41	47,41	47,41
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	26,29	26,29	26,29	26,29	26,29	39,7	39,7	39,7	39,7
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	22,94	22,94	22,94	22,94	22,94	36,76	36,76	36,76	36,76
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	2,94	2,94	2,94	2,94
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	3,04	3,04	3,04	3,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	19,02	19,02	19,02	19,02	19,02	4,67	4,67	4,67	4,67
	Бурнаковский проезд, д. 15, ОАО ОКБМ Африкантов,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	15	15	15	15	Переключение потребителей на Сормовскую ТЭЦ во 2-м полугодии 2022 г. Котельная работает на нужды предприятия.				
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	15	15	15	15					
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4					
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	14,6	14,6	14,6	14,6					
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,87	8,87	8,87	8,87					
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,45	7,45	7,45	7,45					
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43	1,43					
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,76	0,76	0,76	0,76					

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	4,96	4,96	4,96	4,96					
	Литвинова, д. 74, АО Нормаль										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	23,43	23,43	23,43	23,43	23,43	23,43	23,43	23,43	23,43
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19
	Гагарина, д. 174, ОАО ННПО имени М.В.Фрунзе,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	81,33	81,33	81,33	81,33	81,33	81,33	81,33	81,33	81,33
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72
	Родионова, д. 190 , Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Котельная АО ВБД Ларина, 19,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	42	42	42	42	42	42	42	42	42
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	42	42	42	42	42	42	42	42	42
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	41,28	41,28	41,28	41,28	41,28	41,28	41,28	41,28	41,28
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	28,22	26,96	26,96	26,96	26,96	26,96	26,96	26,96	26,96
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	25,01	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	3,1	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	9,96	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36
	Белинского, д. 61, ООО Нижегородский завод Старт,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Ошарская, д. 76, ЗАО Механический завод РИЛС,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Студенческая, д. 6, ГБПОУ «Нижегородский радиотехнический колледж»,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Котельная НПАП - филиал ГП НО «Нижегородпассажиравтотранс» - КИМа ул., 335										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
	Северная, Новикова-Прибоя, д.18, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	239,90	239,90	239,90	239,90	239,90	239,90	239,90	239,90	239,90
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	206,79	206,79	206,79	226,79	226,79	226,79	226,79	226,79	226,79
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	204,11	204,11	204,11	224,11	224,11	224,11	224,11	224,11	224,11
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	98,63	98,63	98,63	98,63	98,63	98,63	98,63	98,63	98,63
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63	97,63
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	100,29	100,29	100,29	120,29	120,29	120,29	120,29	120,29	120,29
	Пос. Мостоотряд, 32а, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95	7,5	7,5	7,5	7,5
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,28	5,28	5,28	5,28	5,28	7,5	7,5	7,5	7,5
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	7,31	7,31	7,31	7,31
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82	5,82
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	0,83	0,83	0,83	0,83

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Завкомовская,8, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,8	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,77	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,21	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Профинтерна,7б, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	Вывод из эксплуатации, переключение потребителей на Автозаводскую ТЭЦ во 2-м полугодии 2025 г.	
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82		
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03		
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79		
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0		
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28		
	Мончегорская, 11г, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,36	10,36	10,36	10,36
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	10,32	10,32	10,32	10,32
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	10,07	10,07	10,07	10,07
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	7,79	7,79	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	6,95	6,95	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	-0,84	-0,84	-1,03	-1,03	-1,03	1,73	1,73	1,73	1,73
	Школа №114, пос.Стригино, Земляничная, 1б, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Школа №145, пос.Н.Доскино, 19 линия, д.25а, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Школа №16, пос.Гнилицы, Ляхова,92а, ООО «Генерация тепла»										

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
	БМК, ул. Бахтина, у д. 10, ООО «Генерация тепла»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,47	3,47	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,47	3,47	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,06	1,06	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Интернациональная,95, ОАО Мельинвест,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
	Котельная ОАО Хладокомбинат Зачерный,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99
	Котельная ННГАСУ Ильинская, 65,										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54	25,54
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	9,56	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	7,15	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,41	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	15,9	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92
	Котельная ООО Санаторий Зеленый город, к.п. Зеленый город										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,32	3,32	3,32	3,32	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,19	0,19	0,19	0,19	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
	Котельная АО «Завод Красный Якорь» - Московское ш., 120										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62	16,62
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,11	0,11	0,13	0,13	0,14	0,16
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	16,52	16,52	16,52	16,51	16,51	16,49	16,49	16,48	16,46
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	10,2	10,2	10,2	10,84	11,49	12,77	12,77	13,68	16,28
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	8,16	8,16	8,16	8,7	9,23	10,3	10,3	11,06	13,39
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	2,04	2,04	2,04	2,15	2,25	2,47	2,47	2,62	2,88
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	6,32	6,32	6,32	5,67	5,02	3,72	3,72	2,8	0,18
	Котельная квартала «А» АО ПКО «Теплообменник»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	3,18	3,18	3,18	3,18	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,41	0,41	0,41	0,41	-0,19	-0,19	-0,19	-0,19	-0,19
	ННГУ (ГОУ ВПО ННГУ им. Н.И.Лобачевского), ул. Деловая, 10										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36	18,36
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
	ООО «КМ Теплоресурс»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01	4,01
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	ООО «Коммунальщик-НН»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,55	2,55	2,55	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,42	1,42	1,42	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	ПАО «Завод Красное Сормово»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	120	120	120	120	120	120	120	120	120
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	80	80	80	80	80	80	80	80	80
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74	74,74
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
	ОАО «НИТЕЛ», ул. Заовражная, д.6										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Котельная ООО «Энергосервис», пер. Мотальный, 8										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	11,1	11,1	11,1	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	5,5	5,5	5,5	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
	Котельная ООО «КСК» по ул. Малоэтажная, 31а										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	4,47	8,94	13,41	17,88	35,08	35,08	35,08	35,08	35,08
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	4,47	8,94	13,41	17,88	35,08	35,08	35,08	35,08	35,08
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,03	0,27	0,36	0,53	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	4,44	8,67	13,05	17,35	34,38	34,38	34,38	34,38	34,38
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2,73	2,98	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06	5,06
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,69	2,58	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	1,04	0,4	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,21	0,45	0,55	0,6	0,7	0,8	0,85	0,9	0,9
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	1,5	5,24	7,44	11,69	28,61	28,51	28,46	28,41	28,41
	Котельная ООО «КСК» по ул. Монастырка, 1										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
5.2.	технология,	Гкал/ч	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Перспективная котельная ООО «Фиакр»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
	ул. Вечерняя, 71, ООО «СТН-Энергосети»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	9,11	9,11	26,33	43,53	43,53	43,53	60,73	60,73	86,01
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	9,11	9,11	26,33	43,53	43,53	43,53	60,73	60,73	86,01
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	0,18	0,18	0,53	0,87	0,87	0,87	1,21	1,21	1,72
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	8,93	8,93	25,81	42,66	42,66	42,66	59,51	59,51	84,29
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	0	6,61	20,4	25,31	32,53	41,25	53,85	63,27	71,08
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч	0	5,67	16,74	21,05	27,32	34,5	44,85	52,79	59,25
5.2.	ГВС,	Гкал/ч	0	0,94	3,66	4,27	5,2	6,75	9	10,48	11,83
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	0,02	0,02	1,43	1,77	2,28	2,89	3,77	4,43	4,98
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	8,92	2,31	3,98	15,57	7,86	-1,47	1,9	-8,18	8,23
	Котельная «Заречье» (микрорайона «Заречный»)										

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч					42,99	42,99	42,99	42,99	42,99
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч					42,99	42,99	42,99	42,99	42,99
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч					0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч					42,13	42,13	42,13	42,13	42,13
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч					0	4,75	11,07	17,44	26,26
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч					0	3,79	8,74	13,65	20,75
5.2.	ГВС,	Гкал/ч					0	0,96	2,33	3,79	5,51
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч					0	0,33	0,77	1,22	1,84
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч					42,13	37,05	30,29	23,48	14,04
	Котельная «Юг» (микрорайона «Южный»)										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч						68,79	68,79	68,79	68,79
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч						68,79	68,79	68,79	68,79
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч						1,38	1,38	1,38	1,38
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч						67,41	67,41	67,41	67,41
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч						0	0	0	31,34
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч						0	0	0	27,9
5.2.	ГВС,	Гкал/ч						0	0	0	3,44
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч						0	0	0	2,19
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч						67,41	67,41	67,41	33,88
	Котельная «Центр» (микрорайона «Центральный»)										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч							51,59	51,59	51,59
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч							51,59	51,59	51,59
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч							1,03	1,03	1,03
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч							50,56	50,56	50,56
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч							6,19	12,66	29,85

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч							4,74	9,89	23,62
5.2.	ГВС,	Гкал/ч							1,45	2,76	6,24
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч							0,43	0,89	2,09
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч							43,93	37,02	18,62
	Новые котельные №4 и №5 ООО «Виктория НН»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч				4	4	4	4	4	4
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч				4	4	4	4	4	4
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч				0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч				3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч				3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч				2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
5.2.	ГВС,	Гкал/ч				0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч				0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч				0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
	Новые котельные 2 шт. по ул. Ударная ООО «Старт-Строй»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч		3	3	3	3	3	3	3	3
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч		3	3	3	3	3	3	3	3
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч		2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч		2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч		1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
5.2.	ГВС,	Гкал/ч		0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч		0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч		0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
	Новая котельная ООО «Транс-Сигнал»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч		6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч		6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч		0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч		6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч		4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08
5.2.	ГВС,	Гкал/ч		1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч		1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
	Новая блочно-модульная котельная ЖК «Октава»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч		7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч		7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч		7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч		5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
5.1.	отопление и вентиляция,	Гкал/ч		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
5.2.	ГВС,	Гкал/ч		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч		0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч		1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48

При развитии систем теплоснабжения значения потерь теплоносителя в тепловых сетях АО «Теплоэнерго» увеличиваются в период с 2021 до 2030 года на 10,4 %.

Данный факт обусловлен увеличением нормативных потерь теплоносителя из-за увеличения объема тепловых сетей вследствие подключения новых потребителей. При этом планируется сокращение величины сверхнормативных потерь в связи с реконструкцией трубопроводов тепловых сетей.

При развитии систем теплоснабжения значения потерь теплоносителя в тепловых сетях отопления от Автозаводской ТЭЦ снижается в период с 2021 до 2030 года на 10,5 %. Снижение потерь обусловлено реконструкцией трубопроводов тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

При развитии систем теплоснабжения значения потерь теплоносителя в тепловых сетях ООО «Нижновтеплоэнерго» увеличиваются в период с 2021 до 2030 года на 10,5 %.

Данный факт обусловлен увеличением нормативных потерь теплоносителя из-за увеличения объема тепловых сетей вследствие подключения новых потребителей. При этом планируется сокращение величины сверхнормативных потерь в связи с реконструкцией трубопроводов тепловых сетей.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» качество исходной воды для систем теплоснабжения должно отвечать требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» и правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 № 229.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения - 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков - по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м3 на 1 МВт - при открытой системе и 30 м3 на 1 МВт средней нагрузки - при отдельных сетях горячего водоснабжения.

Все тепловые сети городского округа город Нижний Новгород – водяные, закрытые.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя Сормовской и Автозаводской ТЭЦ приведены в таблице 3.2.23., в зонах действия котельных АО «Теплоэнерго» в таблице 3.2.24., в зонах действия котельных ООО «Нижновтеплоэнерго» в таблице 3.2.25., в зонах действия котельных прочих организаций в таблице 3.2.26.

Из данных таблиц видно, что производительности ВПУ достаточно для покрытия подпитки тепловых сетей.

Таблица 3.2.23 - Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя Сормовской и Автозаводской ТЭЦ

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Автозаводская ТЭЦ (тепловые сети отопления)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	720	720	720	720	720	720	720	720	720
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	209,8	207,2	195	196,7	194,9	192,1	190,6	188,1	174,7
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	166,2	167,6	159,3	165,1	167,2	168,3	170,8	172,3	174,7
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	43,5	39,6	35,6	31,7	27,7	23,7	19,8	15,8	0
3.	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по подпитке тепловой сети	т/ч	510,2	512,8	525	523,3	525,1	527,9	529,4	531,9	545,3
5.	Доля резерва по подпитке тепловой сети	%	70,87	71,23	72,92	72,68	72,93	73,32	73,53	73,87	75,74
	Автозаводская ТЭЦ (тепловые сети ГВС)										
1.	Производительность ВПУ	т/ч	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1311,3	1341,5	1375,9	1416,3	1440,9	1454,6	1472,3	1483,5	1499
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	32,6	32,6	32,6	33,6	34,2	34,5	34,9	35,2	35,5
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1278,7	1308,9	1343,2	1382,7	1406,8	1420,1	1437,4	1448,3	1463,4
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	10299,8	10537,1	10807	11442,5	11840,6	12065,6	12359,1	12546,9	12809
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по СП 124.13330.2012 Тепловые сети	т/ч	55	19,4	-21,1	-116,4	-176,1	-209,8	-253,9	-282	-321,3
6	Доля резерва по СП 124.13330.2012 Тепловые сети	%	3,44	1,21	-1,32	-7,27	-11,01	-13,11	-15,87	-17,63	-20,08
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по подпитке тепловой сети	т/ч	288,7	258,5	224,1	183,7	159,1	145,4	127,7	116,5	101
	Доля резерва по подпитке тепловой сети	%	18,05	16,16	14,01	11,48	9,94	9,09	7,98	7,28	6,32
	Сормовская ТЭЦ										
1	Производительность ВПУ	т/ч	600	600	600	600	600	600	600	600	600
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	343,705	387,438	379,737	381,738	287,714	190,634	92,389	93,736	96,979
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	72,141	78,855	80,214	82,214	88,032	90,793	92,389	93,736	96,979
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	271,564	308,582	299,523	299,523	199,682	99,841	0	0	0
4	Расчетный объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	638,19	697,59	709,6	727,3	778,77	803,19	817,31	829,23	857,91
5	Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	378,1	426,2	417,7	419,9	316,5	209,7	101,6	103,1	106,7
6	Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	434,8	490,1	480,4	482,9	364	241,2	116,9	118,6	122,7
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по СП 124.13330.2012 Тепловые сети	т/ч	-268,77	-318,2	-325,87	-361,41	-135,81	179,7	505,13	503,75	500,42
8	Доля резерва по СП 124.13330.2012 Тепловые сети	%	-44,8	-53,03	-54,31	-60,24	-22,63	29,95	84,19	83,96	83,4
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по подпитке тепловой сети	т/ч	256,3	212,6	220,3	218,3	312,3	409,4	507,6	506,3	503
10	Доля резерва по подпитке тепловой сети	%	42,72	35,43	36,71	36,38	52,05	68,23	84,6	84,38	83,84

Таблица 3.2.24 - Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в зонах действия котельных АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	котельных АО «Теплоэнерго»										
1	Производительность ВПУ	т/ч	450,1	450,1	439,1	439	438,6	434,1	429,9	429,9	429,9
2	Всего подпитка тепло- вой сети, в т.ч.:	т/ч	187,277	206,666	241,093	238,75	235,616	230,22	225,31	219,456	186,74
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	122,916	126,467	123,654	128,692	134,187	138,038	139,245	140,987	143,201
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1129,184	1189,667	1224,838	1094,612	1049,381	1012,984	774,359	740,33	618,439
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	1	2	4	6	0	0	0
4	Объем аварийной под- питки (химически не обработанной и неде- аэрированной водой)	т/ч	1718,31	1762,93	1670,82	1746,43	1818,98	1876,59	1910,57	1947,64	2010,76
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	449,97	458,05	475,41	459,46	462,71	463,8	391,44	397,28	432,4
6	Доля резерва	%	99,90	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	91,1	92,4	100,0
	В том числе										

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	«Ипподром», пр. Ленина, 51, корпус 10 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
2	Срок службы	лет	66	67	68	69	70	71	72	73	77
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	28	28	28	28	28	28	28	28	28
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,01	3,2	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,327	1,873	1,79	1,627	1,464	1,301	1,137	0,974	0,322
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,301	0,32	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,026	1,553	1,467	1,304	1,141	0,978	0,815	0,652	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	20,09	21,33	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,79	0,6	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
10	Доля резерва	%	20,71	15,8	15,18	15,18	15,18	15,18	15,18	15,18	15,18
	ул. Академика Баха, 4-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
2	Срок службы	лет	38	39	40	41	42	43	44	45	49
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	10,47	10,49	10,22	10,32	10,34	10,34	10,35	10,35	10,35
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	4,285	5,852	7,156	6,869	6,548	6,218	5,89	5,56	4,242
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,291	4,299	4,189	4,231	4,24	4,24	4,242	4,242	4,242
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,006	1,553	2,967	2,637	2,308	1,978	1,648	1,319	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	83,75	83,9	81,77	82,59	82,76	82,76	82,79	82,79	82,79
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,63	1,61	1,88	1,78	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75
10	Доля резерва	%	13,48	13,32	15,53	14,68	14,5	14,5	14,48	14,48	14,48
	ул. Геройская, 11-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Срок службы	лет	62	63	64	65	66	67	68	69	73
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,901	1,014	0,684	0,665	0,645	0,626	0,607	0,587	0,51
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,511	0,511	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,39	0,504	0,174	0,154	0,135	0,116	0,096	0,077	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	20,6	20,59	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
10	Доля резерва	%	20,78	20,81	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9
	ул. Премудрова, 12-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	25	25	25	25	25	25	25	25	25
2	Срок службы	лет	17	18	19	20	21	22	23	24	28
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4,99	5,02	4,96	4,97	4,97	4,97	4,97	5,02	5,02
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	6,07	2,679	5,722	5,385	5,047	4,709	4,371	4,063	2,71
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,679	2,679	2,679	2,68	2,68	2,68	2,68	2,71	2,71

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,391	0	3,042	2,704	2,366	2,028	1,69	1,352	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	33,25	33,46	33,09	33,1	33,1	33,1	33,1	33,47	33,47
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	20,01	19,98	20,04	20,03	20,03	20,03	20,03	19,98	19,98
10	Доля резерва	%	80,05	79,92	80,15	80,14	80,14	80,14	80,14	79,92	79,92
	ул. Памирская, 11 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	38	39	40	41	42	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	20	20	20	20	20	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,57	2,63	2,48	2,48	2,5	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	2,76	2,612	2,226	2,178	2,145	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,861	1,901	1,796	1,796	1,811	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,839	0,785	0,43	0,382	0,334	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	17,15	17,52	16,55	16,55	16,69	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,93	1,87	2,02	2,02	2	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	42,84	41,6	44,82	44,82	44,36	0	0	0	0
	«Водопроводная», ул. Московское шоссе, 15-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	Срок службы	лет	52	53	54	55	56	57	58	59	63
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,62	2,6	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,709	0,765	1,805	1,726	1,648	1,569	1,491	1,412	1,098
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,118	1,11	1,098	1,098	1,098	1,098	1,098	1,098	1,098
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,409	-0,345	0,706	0,628	0,549	0,471	0,392	0,314	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	17,46	17,34	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,52	-0,5	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47
10	Доля резерва	%	-24,72	-23,83	-22,55	-22,55	-22,55	-22,55	-22,55	-22,55	-22,55
	ул. Ивана Романова, 3-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Срок службы	лет	54	55	56	57	58	59	60	61	65
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,3	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,674	1,114	1,414	1,268	1,122	0,976	0,83	0,684	0,1
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,115	0,105	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,559	1,009	1,314	1,168	1,022	0,876	0,73	0,584	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,27	3,89	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,6	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
10	Доля резерва	%	67,12	70,07	71,42	71,42	71,42	71,42	71,42	71,42	71,42
	ул. Мурашкинская, 13-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,4	4,4	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	42	43	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,76	4,09	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,634	0,834	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,139	0,139	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,496	0,695	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	25,05	27,27	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,64	0,31	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	14,62	7,03	0	0	0	0	0	0	0
	«15 квартал Московское шоссе», ул. Тихорецкая, 3-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
2	Срок службы	лет	55	55	55	55	55	55	55	55	55
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,24	1,35	1,35	1,52	1,57	1,68	1,68	1,68	1,68
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,651	1,126	0,911	0,966	0,959	0,981	0,951	0,92	0,8
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,589	0,64	0,64	0,724	0,748	0,8	0,8	0,8	0,8
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,063	0,486	0,272	0,241	0,211	0,181	0,151	0,121	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	8,25	8,97	8,97	10,16	10,49	11,22	11,22	11,22	11,22
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,46	1,35	1,35	1,18	1,13	1,02	1,02	1,02	1,02
10	Доля резерва	%	54,14	50,16	50,16	43,56	41,73	37,69	37,69	37,69	37,69
	«17 квартал», ул. Куйбышева, 41-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Срок службы	лет	61	62	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,79	0,79	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,475	0,465	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,366	0,366	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,109	0,099	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,27	5,27	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	1,22	1,22	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Бульвар Мира, 4-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	54	55	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,39	0,39	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,033	0	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,026	0	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,007	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,63	2,63	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,11	0,11	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	21,12	21,12	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ул. Знаменская, 5-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	22	23	27
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,74	1,15	1,37	1,37	1,37
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,15	0,312	0,301	0,699	1,022	1,197	1,185	1,139
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,21	0,21	0,208	0,208	0,618	0,953	1,139	1,139	1,139
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,118	-0,059	0,104	0,093	0,081	0,069	0,058	0,046	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,68	1,68	1,67	1,67	4,95	7,64	9,12	9,12	9,12
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,55	1,55	1,55	1,55	1,06	0,65	0,43	0,43	0,43
10	Доля резерва	%	86	86	86,09	86,09	58,71	36,37	23,96	23,96	23,96
	ул. Конотопская, 5 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	50	51	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,17	0,17	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,151	0	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,109	0	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,042	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС+АЈ600	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,16	1,16	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,53	0,53	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	75,25	75,25	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Чкалова, 37-а (БМК) (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	20	20	20	20	20	20	20	20	20
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,137	0,227	0,211	0,203	0,187	0,17	0,154	0,089
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,011	0,057	0,147	0,131	0,115	0,098	0,082	0,065	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,67	2,68	2,68	2,68	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
10	Доля резерва	%	56,93	56,84	56,84	56,84	53,12	53,12	53,12	53,12	53,12
	ул. Вольская, 15-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Срок службы	лет	54	55	56	57	58	59	60	61	65
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,35	0,35	0,34	0,34	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,213	0,523	0,157	0,153	0,226	0,221	0,217	0,213	0,195
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,121	0,118	0,117	0,117	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,092	0,405	0,04	0,035	0,031	0,027	0,022	0,018	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,36	2,31	2,3	2,3	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,45	0,45	0,46	0,46	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
10	Доля резерва	%	55,68	56,61	56,96	56,96	28,54	28,54	28,54	28,54	28,54
	ул. Невельская, 9-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Срок службы	лет	54	55	56	57	58	59	60	61	65
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,5	0,5	0,48	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,125	0,035	0,25	0,239	0,218	0,198	0,178	0,158	0,077
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,07	0,07	0,068	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,056	-0,035	0,182	0,162	0,141	0,121	0,101	0,081	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,31	3,31	3,23	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,22	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
10	Доля резерва	%	29,08	29,07	30,73	21,62	21,62	21,62	21,62	21,62	21,62
	ул. Чкалова, 9-г (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
2	Срок службы	лет	54	55	56	57	58	59	60	61	65
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,8	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,983	1,349	0,806	0,789	0,771	0,753	0,735	0,718	0,647

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,653	0,647	0,647	0,647	0,647	0,647	0,647	0,647	0,647
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,33	0,703	0,16	0,142	0,124	0,106	0,089	0,071	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	18,65	18,48	18,48	18,48	18,48	18,48	18,48	18,48	18,48
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,3	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
10	Доля резерва	%	31,75	32,37	32,37	32,37	32,37	32,37	32,37	32,37	32,37
	ул. Лесной городок, 6-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	Срок службы	лет	31	32	33	34	35	36	37	38	42
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	720	720	720	720	720	720	720	720	720
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,98	1,96	1,87	1,93	2	2,06	2,14	2,44	2,81
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,416	0,734	0,929	0,931	0,934	0,937	0,947	1,058	1,12
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,915	0,906	0,862	0,892	0,921	0,951	0,988	1,126	1,296
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,502	-0,171	0,066	0,039	0,013	-0,014	-0,041	-0,068	-0,175
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	28,64	28,36	27,01	27,94	28,86	29,79	30,95	35,26	40,58
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4,02	4,04	4,13	4,07	4	3,94	3,86	3,56	3,19
10	Доля резерва	%	66,95	67,27	68,84	67,77	66,7	65,63	64,29	59,31	53,18
	ул. Климовская, 86-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Срок службы	лет	27	28	29	30	31	32	33	34	38
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,68	1,68	1,58	1,66	1,8	2,11	2,28	2,7	3,23
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,464	1,271	0,919	0,945	0,998	1,138	1,211	1,404	1,607
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,836	0,835	0,784	0,825	0,893	1,048	1,136	1,344	1,607
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,373	0,436	0,135	0,12	0,105	0,09	0,075	0,06	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	11,21	11,2	10,51	11,06	11,98	14,05	15,23	18,03	21,55
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,22	3,22	3,32	3,24	3,1	2,79	2,62	2,2	1,67
10	Доля резерва	%	65,68	65,72	67,82	66,14	63,32	56,99	53,37	44,82	34,03
	ул. Таллинская, 15-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
2	Срок службы	лет	41	42	43	44	45	46	47	48	52
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	5,58	5,6	5,6	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,684	1,261	1,489	1,499	1,482	1,465	1,447	1,43	1,362
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,33	1,335	1,335	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,354	-0,074	0,154	0,137	0,12	0,103	0,086	0,069	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	37,2	37,34	37,34	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,02	3	3	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
10	Доля резерва	%	35,12	34,88	34,88	33,57	33,57	33,57	33,57	33,57	33,57
	ул. Путейская, 31-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	Срок службы	лет	14	15	16	17	18	19	20	21	25

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,2	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,347	0,352	0,457	0,448	0,439	0,43	0,422	0,413	0,378
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,374	0,378	0,378	0,378	0,378	0,378	0,378	0,378	0,378
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,027	-0,026	0,079	0,07	0,061	0,053	0,044	0,035	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	8,03	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,6	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
10	Доля резерва	%	33,07	32,45	32,45	32,45	32,45	32,45	32,45	32,45	32,45
	«Роддом №4», ул. Октябрьской Революции, 66 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Срок службы	лет	14	15	16	17	18	19	20	21	25
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,48	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,361	0,28	0,279	0,251	0,223	0,194	0,166	0,138	0,024
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,026	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,335	0,256	0,255	0,227	0,198	0,17	0,142	0,113	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	6,94	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,32	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
10	Доля резерва	%	39,95	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11	44,11
	«Квартал Д», пр. Ленина, 5-а (газ., отдельностоящая)										

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
2	Срок службы	лет	45	46	47	48	49	50	51	52	56
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,13	3,27	3,24	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	3,297	3,992	6,165	5,574	4,958	4,343	3,727	3,112	0,649
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,604	0,63	0,625	0,649	0,649	0,649	0,649	0,649	0,649
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,693	3,362	5,54	4,924	4,309	3,693	3,078	2,462	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	20,89	21,79	21,61	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,57	1,43	1,46	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
10	Доля резерва	%	33,34	30,44	31,02	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33
	ул. Металлистов, 4-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Срок службы	лет	52	53	54	55	56	57	58	59	63
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	10	10	10	10	10	10	10	10	10
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,64	0,64	0,65	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,255	0,223	1,028	0,951	0,867	0,784	0,7	0,616	0,282
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,271	0,271	0,275	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,016	-0,048	0,752	0,669	0,585	0,502	0,418	0,334	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,29	4,29	4,36	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,16	0,16	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Доля резерва	%	19,5	19,49	18,25	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23
	пер. Плотничный, 11а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	Срок службы	лет	53	54	55	56	57	58	59	60	64
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,14	1,19	1,16	1,23	1,31	1,34	1,34	1,34	1,34
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,576	0,292	0,483	0,516	0,546	0,56	0,56	0,56	0,56
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,496	0,519	0,505	0,539	0,57	0,585	0,585	0,585	0,585
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,08	-0,228	-0,022	-0,023	-0,024	-0,025	-0,025	-0,025	-0,025
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	7,57	7,93	7,71	8,23	8,71	8,93	8,93	8,93	8,93
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,16	1,11	1,14	1,07	0,99	0,96	0,96	0,96	0,96
10	Доля резерва	%	50,62	48,29	49,74	46,33	43,22	41,76	41,76	41,76	41,76
	ул. Суетинская, 21 (БМК) (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
2	Срок службы	лет	10	11	12	13	14	15	16	17	21
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,66	0,71	0,71	0,72	0,78	0,83	0,84	0,85	0,85
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,437	0,3	0,225	0,229	0,249	0,265	0,267	0,27	0,27
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,895	0,954	0,954	0,969	1,056	1,122	1,133	1,143	1,143
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,458	-0,653	-0,729	-0,741	-0,807	-0,857	-0,865	-0,873	-0,873
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,43	4,72	4,72	4,8	5,22	5,55	5,6	5,66	5,66
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,04	0,99	0,99	0,98	0,92	0,87	0,86	0,85	0,85
10	Доля резерва	%	60,92	58,36	58,36	57,68	53,9	51,01	50,55	50,1	50,1
	пл. Горького, 4-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0
2	Срок службы	лет	27	28	29	30	31	32	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,29	0,3	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,219	0,191	0,23	0,23	0,23	0,23	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,263	0,262	0,257	0,262	0,273	0,278	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,044	-0,071	-0,027	-0,032	-0,043	-0,048	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	1	2	3	4	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,89	1,89	1,86	1,89	1,97	2	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,31	0,3	0	0	0
10	Доля резерва	%	52,63	52,85	53,61	52,69	50,85	49,93	0	0	0
	ул. Нижегородская, 29 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	37	38	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,83	0,83	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,248	0,236	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,082	0,082	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,166	0,154	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	6,67	6,67	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,17	0,17	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	16,62	16,62	0	0	0	0	0	0	0
	пер. Гоголя, 9-д (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	63	64	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,16	0,16	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,008	0,008	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,006	0,006	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,002	0,002	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,06	1,06	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,04	0,04	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	20,58	20,58	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Рождественская, 8 (газ., встроенная)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,016	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,011	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
10	Доля резерва	%	32,08	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31
	«Школа №40», ул. Варварская, 15-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,05	0,005	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,039	0,04	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,011	-0,035	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,86	1,86	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
10	Доля резерва	%	30,26	30,12	33,64	33,64	33,64	33,64	33,64	33,64	33,64
	«Художественный Музей», Кремль, корпус 3-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,004	0,001	0,001	0,001	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,011	0,011	0,011	0,011	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,007	-0,01	-0,01	-0,01	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	45,07	45,07	45,07	45,07	0	0	0	0	0
	ул. Соревнования, 4-а (газ., встроенная)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0
2	Срок службы	лет	20	21	22	23	24	25	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,04	0,17	0,17	0,3	0,3	0,3	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,061	0,003	0,023	0,091	0,091	0,091	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,021	0,084	0,084	0,152	0,152	0,152	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,041	-0,082	-0,061	-0,061	-0,061	-0,061	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,27	1,11	1,11	1,99	1,99	1,99	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,26	0,13	0,13	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	86,54	44,71	44,71	0,47	0,47	0,47	0	0	0
	ул. Верхне-Волжская Набережная, 7-д (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,029	0,015	0,063	0,057	0,05	0,044	0,038	0,031	0,006
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,022	0,008	0,057	0,051	0,044	0,038	0,032	0,025	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,82	0,82	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
10	Доля резерва	%	38,85	38,52	47,28	47,28	47,28	47,28	47,28	47,28	47,28
	ул. Горького, 65-д (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0	0	0
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,026	0,058	0,026	0,026	0,026	0,026	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0,033	0,001	0,001	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0	0	0
10	Доля резерва	%	30,92	30,92	30,92	30,92	30,92	30,92	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ул. Донецкая, 9-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	Срок службы	лет	45	46	47	48	49	50	51	52	56
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	300	300	300	300	300	300	300	300	300
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,99	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,508	0,346	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,581	0,574	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,073	-0,228	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	6,61	6,54	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,11	1,12	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
10	Доля резерва	%	52,79	53,29	54,89	54,89	54,89	54,89	54,89	54,89	54,89
	«Тургенева, 13», пер. Бойновский, 9-д (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Срок службы	лет	26	27	28	29	30	31	32	33	37
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,29	0,29	0,28	0,38	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,033	0,063	0,084	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,174	0,173	0,169	0,227	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,083	-0,14	-0,106	-0,143	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,94	1,94	1,89	2,54	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,41	0,41	0,42	0,32	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
10	Доля резерва	%	58,41	58,51	59,6	45,65	31,69	31,69	31,69	31,69	31,69
	«Огородная, 9/10», ул. Радужная, 2-а (БМК) (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,3	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,029	0,062	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,039	0,042	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,01	0,02	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,33	4,66	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,4	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
10	Доля резерва	%	57,16	53,89	54,82	54,82	54,82	54,82	54,82	54,82	54,82
	ул. Родионова, 28-б (уголь, отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	49	50	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,05	0,05	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,33	0,33	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,05	0,05	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	50,7	50,7	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Генкиной, 37 (газ., встроенная)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	19	20	21	22	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,019	0,001	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,005	-0,014	-0,014	-0,014	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,53	0,53	0,53	0,53	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	59,9	60,44	60,44	60,44	0	0	0	0	0
	Санаторий «Нижегородский», Зеленый город (газ. отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Срок службы	лет	47	48	49	50	51	52	53	54	58
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	30	30	30	30	30	30	30	30	30
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,145	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,094	-0,052	-0,052	-0,052	-0,052	-0,052	-0,052	-0,052	-0,052
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
10	Доля резерва	%	95,03	95	95	95	95	95	95	95	95
	«Больница №35», ул. Республиканская, 47-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Срок службы	лет	42	43	44	45	46	47	48	49	53
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	60	60	60	60	60	60	60	60	60
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,049	0,041	0,146	0,133	0,119	0,106	0,093	0,079	0,026
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,032	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,017	0,015	0,121	0,107	0,094	0,08	0,067	0,054	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,12	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,08	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
10	Доля резерва	%	20,42	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93
	«Высоковский проезд, 39», пер. Звенигородский, 8-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Срок службы	лет	38	39	40	41	42	43	44	45	49
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,29	0,35	0,42	0,49	0,75
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,16	0,154	0,064	0,064	0,081	0,097	0,117	0,137	0,209
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,102	0,101	0,101	0,101	0,128	0,154	0,185	0,217	0,33
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,058	0,052	-0,037	-0,037	-0,047	-0,057	-0,068	-0,08	-0,122
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,54	1,53	1,53	1,53	1,92	2,32	2,79	3,27	4,98
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,41	0,35	0,28	0,21	-0,05
10	Доля резерва	%	67,07	67,24	67,24	67,24	58,79	50,34	40,19	30,04	-6,77
	ул. Бориса Панина, 19-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
2	Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	24
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,073	0,052	0,042	0,041	0,039	0,038	0,037	0,036	0,032
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,041	0,02	0,01	0,009	0,008	0,007	0,005	0,004	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,67	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
10	Доля резерва	%	16,52	17,55	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56
	ул. Нижне-Волжская набережная, 2-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Срок службы	лет	20	21	22	23	24	25	26	27	31
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	50	50	50	50	50	50	50	50	50
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,065	0,115	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,057	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,008	0,063	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,21	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,17	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
10	Доля резерва	%	33,83	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96
	«Почтовый съезд, 2», ул. Рождественская, 24 (газ, отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Срок службы	лет	11	12	13	14	15	16	17	18	22
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,17	0,17	0,17	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,027	0,005	0,007	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,038	0,038	0,038	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,011	-0,032	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,16	1,16	1,16	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,23	0,23	0,23	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Доля резерва	%	56,67	56,62	56,62	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35	42,35
	Дом-интернат для престарелых и инвалидов «Зеленый город» Зеленый город (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	Срок службы	лет	26	27	28	29	30	31	32	33	37
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,027	0,063	0,053	0,049	0,045	0,041	0,038	0,034	0,019
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,024	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,044	0,034	0,03	0,026	0,022	0,019	0,015	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,51	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,12	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
10	Доля резерва	%	61,97	68,93	69,33	69,33	69,33	69,33	69,33	69,33	69,33
	ул. Минина, 1 (газ., встроенная)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0
2	Срок службы	лет	12	13	14	15	16	17	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,3	0,3	0,29	0,29	0,5	0,5	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,127	0,147	0,206	0,206	0,287	0,287	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,115	0,115	0,111	0,111	0,192	0,192	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,013	0,032	0,095	0,095	0,095	0,095	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	1	2	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,3	4,31	4,17	4,17	7,19	7,19	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,3	0,3	0,31	0,31	0,1	0,1	0	0	0
10	Доля резерва	%	50,34	50,26	51,88	51,88	17,1	17,1	0	0	0
	«Щербинки МР 2», ул. Военных комиссаров, 9 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
2	Срок службы	лет	49	50	51	52	53	54	55	56	60
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,31	2,32	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,091	0,805	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,808	0,812	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806	0,806
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,283	-0,007	-0,096	-0,096	-0,096	-0,096	-0,096	-0,096	-0,096
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	15,39	15,47	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,89	1,88	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
10	Доля резерва	%	45,04	44,74	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14
	«Вятская», ул. Голованова, 25-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
2	Срок службы	лет	39	39	39	39	39	39	39	39	39
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800	800	800	800	800	800	800	800	800
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,43	2,41	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,588	0,908	0,855	0,838	0,821	0,804	0,787	0,771	0,703
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,73	0,725	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,142	0,183	0,151	0,135	0,118	0,101	0,084	0,067	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	16,21	16,1	15,61	15,61	15,61	15,61	15,61	15,61	15,61
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,07	2,09	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
10	Доля резерва	%	45,97	46,34	47,96	47,96	47,96	47,96	47,96	47,96	47,96
	«МР Юго-Запад», ул. 40 лет Победы, 15 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
2	Срок службы	лет	34	35	36	37	38	39	40	41	45
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	600	600	600	600	600	600	600	600	600
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,41	1,41	1,41	1,41	1,47	1,47	1,66	1,66	1,66
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,623	0,418	0,174	0,174	0,182	0,182	0,205	0,205	0,205
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,364	0,365	0,365	0,365	0,38	0,38	0,429	0,429	0,429
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,259	0,053	-0,19	-0,19	-0,198	-0,198	-0,224	-0,224	-0,224
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	9,37	9,4	9,38	9,38	9,79	9,79	11,04	11,04	11,04
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,09	1,09	1,09	1,09	1,03	1,03	0,84	0,84	0,84
10	Доля резерва	%	43,78	43,61	43,69	43,69	41,28	41,28	33,76	33,76	33,76
	«Дворец Спорта», пр. Гагарина, 25-е (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	Срок службы	лет	54	55	56	57	58	59	60	61	65
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,66	0,66	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	1,63	2,07

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,345	0,293	0,313	0,304	0,295	0,286	0,276	0,612	0,729
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,234	0,232	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,575	0,729
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,112	0,061	0,083	0,074	0,065	0,056	0,046	0,037	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,42	4,39	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	10,88	13,79
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,14	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	0,17	-0,27
10	Доля резерва	%	63,19	63,39	63,74	63,74	63,74	63,74	63,74	9,35	-14,93
	«Лесная школа», Анкудиновское шоссе, 24 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	Срок службы	лет	25	26	27	28	29	30	31	32	36
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,36	0,42	0,4	0,42	0,42	0,42	0,53	0,53	0,53
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,35	0,309	0,31	0,297	0,285	0,33	0,317	0,269
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,181	0,211	0,2	0,213	0,213	0,213	0,269	0,269	0,269
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,09	0,139	0,109	0,097	0,085	0,073	0,06	0,048	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,4	2,79	2,64	2,81	2,81	2,81	3,56	3,56	3,56
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,64	0,58	0,6	0,58	0,58	0,58	0,47	0,47	0,47
10	Доля резерва	%	64,05	58,22	60,37	57,79	57,79	57,79	46,63	46,63	46,63
	«Медицинская Академия», пр. Гагарина, 70-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Срок службы	лет	24	25	26	27	28	29	30	31	35
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	500	500	500	500	500	500	500	500	500
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,37	1,39	1,39	1,39	1,39	1,56	1,61	1,61	1,61
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,208	1,01	1,037	1,002	0,967	1,019	1,011	0,976	0,837
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,712	0,723	0,723	0,723	0,723	0,809	0,837	0,837	0,837
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,496	0,288	0,314	0,28	0,245	0,21	0,175	0,14	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	9,14	9,27	9,27	9,27	9,27	10,38	10,73	10,73	10,73
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,43	1,41	1,41	1,41	1,41	1,24	1,19	1,19	1,19
10	Доля резерва	%	51,06	50,35	50,35	50,35	50,35	44,4	42,51	42,51	42,51
	пр. Гагарина, 156 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	65	65	65	65	65	65	65	65	65
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,79	0,78	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,238	0,308	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,288	0,286	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,049	0,022	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,26	5,23	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,11	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
10	Доля резерва	%	12,38	12,85	12,66	12,66	12,66	12,66	12,66	12,66	12,66
	ул.Терешковой, 7 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Срок службы	лет	58	59	60	61	62	63	64	65	69

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120	120	120	120	120	120	120	120	120
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,881	1,038	1,164	1,094	1,023	0,953	0,882	0,812	0,531
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,35	0,508	0,633	0,563	0,493	0,422	0,352	0,281	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
10	Доля резерва	%	57,61	57,63	57,63	57,63	57,63	57,63	57,63	57,63	57,63
	ул. Углова, 7										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
2	Срок службы	лет	53	54	55	56	57	58	59	60	64
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,194	0,454	1,651	1,487	1,324	1,16	0,997	0,833	0,179
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,18	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,013	0,275	1,472	1,308	1,145	0,981	0,818	0,654	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,41	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
10	Доля резерва	%	5,52	6,07	6,07	6,07	6,07	6,07	6,07	6,07	6,07
	ул. Батумская, 7-б (газ., отдельностоящая)										

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Производительность ВПУ	т/ч	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
2	Срок службы	лет	31	32	33	34	35	36	37	38	42
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4,8	4,78	2,06	2,06	2,06	2,54	3,28	3,6	4,82
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,203	1,855	0,373	0,373	0,373	0,461	0,595	0,654	0,874
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,202	1,199	0,515	0,515	0,515	0,636	0,821	0,902	1,206
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,002	0,656	-0,142	-0,142	-0,142	-0,175	-0,226	-0,248	-0,332
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	31,97	31,9	13,7	13,7	13,7	16,93	21,84	24	32,1
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,7	1,72	4,44	4,44	4,44	3,96	3,22	2,9	1,68
10	Доля резерва	%	26,22	26,39	68,38	68,38	68,38	60,92	49,6	44,61	25,92
	ул. Радистов, 24 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
2	Срок службы	лет	59	60	61	62	63	64	65	66	70
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,08	1,03	1,02	1,2	1,26	1,4	1,4	1,4	1,4
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,643	0,525	0,828	0,796	0,739	0,7	0,632	0,563	0,288
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,222	0,211	0,21	0,247	0,258	0,288	0,288	0,288	0,288
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,422	0,314	0,618	0,549	0,481	0,412	0,343	0,275	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	7,18	6,84	6,81	8	8,37	9,35	9,35	9,35	9,35
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,12	1,17	1,18	1	0,94	0,8	0,8	0,8	0,8

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Доля резерва	%	51,07	53,36	53,59	45,45	42,91	36,28	36,28	36,28	36,28
	«Академия МВД», Анкудиновское шоссе, 3-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
2	Срок службы	лет	46	47	48	49	50	51	52	53	57
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120	120	120	120	120	120	120	120	120
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,41	0,41	0,4	0,7	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,477	0,242	0,624	0,81	0,958	0,923	0,962	0,927	0,787
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,316	0,316	0,309	0,53	0,714	0,714	0,787	0,787	0,787
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,161	-0,074	0,315	0,28	0,245	0,21	0,175	0,14	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,58	3,58	3,5	6	8,07	8,07	8,91	8,91	8,91
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,69	0,69	0,7	0,4	0,15	0,15	0,05	0,05	0,05
10	Доля резерва	%	62,64	62,64	63,52	36,1	13,59	13,59	4,45	4,45	4,45
	«ГЗРУ», пр. Гагарина 60 корп. 22 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
2	Срок службы	лет	32	33	34	35	36	37	38	39	43
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120	120	120	120	120	120	120	120	120
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,75	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,86
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,341	0,311	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,351
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,298	0,297	0,277	0,277	0,277	0,277	0,277	0,277	0,343
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,044	0,015	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,98	4,97	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	5,74
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,55	0,55	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,44
10	Доля резерва	%	42,52	42,66	46,54	46,54	46,54	46,54	46,54	46,54	33,74
	«Кварц», ул. Горная, 13-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
2	Срок службы	лет	32	33	34	35	36	37	38	39	43
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	700	700	700	700	700	700	700	700	700
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,36	1,39	1,47	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,681	0,595	0,768	0,778	0,783	0,787	0,791	0,795	0,812
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,742	0,759	0,807	0,812	0,812	0,812	0,812	0,812	0,812
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,061	-0,165	-0,038	-0,034	-0,03	-0,025	-0,021	-0,017	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	9,04	9,25	9,83	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,84	1,81	1,73	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
10	Доля резерва	%	57,62	56,63	53,93	53,61	53,61	53,61	53,61	53,61	53,61
	«Термаль», пр. Гагарина, 178-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
2	Срок службы	лет	53	54	55	56	57	58	59	60	64
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	8,52	8,94	8,78	9,49	9,59	9,79	9,79	10,2	10,81
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	3,341	2,742	3,561	3,749	3,723	3,734	3,675	3,756	3,729
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,939	3,085	3,029	3,276	3,309	3,379	3,379	3,519	3,729

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,402	-0,343	0,533	0,473	0,414	0,355	0,296	0,237	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	56,77	59,61	58,51	63,29	63,93	65,29	65,29	67,99	72,04
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,68	2,26	2,42	1,71	1,61	1,41	1,41	1	0,39
10	Доля резерва	%	23,96	20,17	21,64	15,24	14,37	12,56	12,56	8,95	3,52
	ул. Пугачева, 1 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
2	Срок службы	лет	55	56	57	58	59	60	61	62	66
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	900	900	900	900	900	900	900	900	900
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,1	2,05	2,03	2,19	2,28	2,35	2,35	2,35	2,35
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,757	1,277	2,856	2,767	2,639	2,498	2,305	2,112	1,338
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,161	1,132	1,115	1,221	1,285	1,338	1,338	1,338	1,338
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,596	0,145	1,74	1,547	1,353	1,16	0,967	0,773	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	17,22	16,79	16,54	18,1	19,06	19,85	19,85	19,85	19,85
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,4	0,45	0,47	0,31	0,22	0,15	0,15	0,15	0,15
10	Доля резерва	%	15,89	17,86	18,98	12,24	8,71	5,82	5,82	5,82	5,82
	«Баня №7», ул. Станиславского, 3 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
2	Срок службы	лет	59	60	61	62	63	64	65	66	70
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,52	1,52	1,52	1,54	1,54	1,54	1,54	1,63	1,71

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,992	2,254	2,73	2,496	2,254	2,012	1,77	1,562	0,624
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,553	0,553	0,553	0,561	0,561	0,561	0,561	0,595	0,624
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,439	1,701	2,177	1,935	1,693	1,451	1,209	0,967	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	10,12	10,12	10,12	10,26	10,26	10,26	10,26	10,88	11,41
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,08	2,08	2,08	2,06	2,06	2,06	2,06	1,97	1,89
10	Доля резерва	%	57,85	57,85	57,85	57,25	57,25	57,25	57,25	54,66	52,47
	«9 МР Сормово», ул. Базарная, 6 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
2	Срок службы	лет	50	51	52	53	54	55	56	57	61
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,1	2,12	2,11	2,14	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,089	0,943	1,842	1,745	1,639	1,529	1,418	1,308	0,867
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,846	0,853	0,849	0,862	0,867	0,867	0,867	0,867	0,867
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,243	0,091	0,993	0,883	0,773	0,662	0,552	0,442	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	30,32	30,55	30,42	30,87	31,05	31,05	31,05	31,05	31,05
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,3	2,28	2,29	2,26	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
10	Доля резерва	%	52,3	51,93	52,13	51,42	51,15	51,15	51,15	51,15	51,15
	«Циолковского, 5», ул. Коперника, 1-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
2	Срок службы	лет	58	59	60	61	62	63	64	65	69
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,37	1,37	1,35	1,45	1,55	1,86	1,86	1,86	1,94
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	2,305	1,474	2,271	2,255	2,239	2,422	2,313	2,203	1,845
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,299	1,307	1,287	1,38	1,473	1,766	1,766	1,766	1,845
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,006	0,167	0,984	0,875	0,766	0,656	0,547	0,437	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	9,11	9,16	9,02	9,68	10,33	12,38	12,38	12,38	12,94
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,43	2,43	2,45	2,35	2,25	1,94	1,94	1,94	1,86
10	Доля резерва	%	64,05	63,83	64,38	61,8	59,23	51,12	51,12	51,12	48,94
	«7 МР Сормово №1», ул. Гаугеля, 6-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
2	Срок службы	лет	48	49	50	51	52	53	54	55	59
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800	800	800	800	800	800	800	800	800
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,83	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,04	1,087	1,105	1,08	1,055	1,03	1,005	0,98	0,881
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,899	0,881	0,881	0,881	0,881	0,881	0,881	0,881	0,881
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,141	0,205	0,224	0,199	0,174	0,149	0,124	0,099	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	26,48	25,95	25,95	25,95	25,95	25,95	25,95	25,95	25,95
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,47	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
10	Доля резерва	%	57,37	58,22	58,22	58,22	58,22	58,22	58,22	58,22	58,22
	«7 МР Сормово №2», ул. Гаугеля, 25 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Срок службы	лет	48	49	50	51	52	53	54	55	59
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800	800	800	800	800	800	800	800	800
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,33	3,34	3,32	3,6	3,6	3,61	3,61	3,61	3,61
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,04	1,775	2,507	2,405	2,226	2,051	1,872	1,694	0,98
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,908	0,909	0,902	0,977	0,977	0,98	0,98	0,98	0,98
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,132	0,867	1,606	1,427	1,249	1,07	0,892	0,714	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	25,3	25,32	25,13	27,24	27,24	27,33	27,33	27,33	27,33
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,47	0,46	0,48	0,2	0,2	0,19	0,19	0,19	0,19
10	Доля резерва	%	12,36	11,97	12,72	5,36	5,36	5,06	5,06	5,06	5,06
	«Роддом №6» ул. Сутырина, 19-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	29	30	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,05	0,05	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,09	0,09	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	93,02	93,02	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ул. Иванова, 36-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	Срок службы	лет	41	42	43	44	45	46	47	48	52
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,03	1,445	1,601	1,458	1,317	1,174	1,031	0,888	0,315
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,314	0,314	0,313	0,313	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,716	1,131	1,288	1,145	1,002	0,859	0,716	0,573	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,33	5,33	5,31	5,31	5,34	5,34	5,34	5,34	5,34
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	Доля резерва	%	55,62	55,56	55,75	55,75	55,47	55,47	55,47	55,47	55,47
	«4 МР Сормово», ул. Баренца, 9-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
2	Срок службы	лет	49	50	51	52	53	54	55	56	60
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,328	1,084	3,135	3,01	2,885	2,759	2,634	2,509	2,008
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,017	2,011	2,008	2,008	2,008	2,008	2,008	2,008	2,008
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,688	-0,928	1,126	1,001	0,876	0,751	0,626	0,501	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	23,3	23,24	23,21	23,21	23,21	23,21	23,21	23,21	23,21

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
10	Доля резерва	%	56,4	56,51	56,57	56,57	56,57	56,57	56,57	56,57	56,57
	«3 МР Сормово», ул. Иванова, 14-д (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
2	Срок службы	лет	41	42	43	44	45	46	47	48	52
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,98	2,01	1,99	1,99	2,14	2,28	2,48	2,63	2,78
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	2,381	1,328	1,275	1,237	1,266	1,296	1,351	1,38	1,292
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,923	0,936	0,924	0,925	0,993	1,061	1,155	1,224	1,292
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,458	0,391	0,351	0,312	0,273	0,234	0,195	0,156	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	13,23	13,43	13,24	13,26	14,24	15,22	16,57	17,54	18,52
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,12	2,09	2,11	2,11	1,96	1,82	1,62	1,47	1,32
10	Доля резерва	%	51,6	50,88	51,55	51,48	47,9	44,33	39,39	35,82	32,24
	«Квартал Энгельса», ул. Энгельса, 1-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	Срок службы	лет	55	56	57	58	59	60	61	62	66
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,87	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,459	1,881	2,625	2,391	2,157	1,923	1,689	1,455	0,518
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,515	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,945	1,363	2,107	1,873	1,639	1,405	1,171	0,936	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	12,47	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
10	Доля резерва	%	18,7	18,19	18,19	18,19	18,19	18,19	18,19	18,19	18,19
	«Посёлок Народный», ул. Планетная, 8-в (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
2	Срок службы	лет	62	63	64	65	66	67	68	69	73
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200	200	200	200	200	200	200	200	200
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,77	1,77	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,911	2,519	2,559	2,315	2,071	1,828	1,584	1,341	0,367
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,393	0,392	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,518	2,127	2,192	1,948	1,705	1,461	1,218	0,974	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	11,8	11,77	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,73	0,73	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
10	Доля резерва	%	29,21	29,38	33,94	33,94	33,94	33,94	33,94	33,94	33,94
	ул. Римского-Корсакова, 50 (БМК) (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,436	0,523	1,399	1,268	1,137	1,007	0,876	0,746	0,223

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,224	0,224	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,212	0,299	1,175	1,045	0,914	0,784	0,653	0,522	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,29	5,29	5,28	5,28	5,28	5,28	5,28	5,28	5,28
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
10	Доля резерва	%	71,84	71,84	71,86	71,86	71,86	71,86	71,86	71,86	71,86
	пр. Союзный, 43 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
2	Срок службы	лет	35	36	37	38	39	40	41	42	46
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,66	3,65	3,55	3,98	4,22	4,35	4,47	4,77	5,66
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	2,133	2,818	4,307	4,28	4,154	3,964	3,773	3,675	3,125
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,022	2,016	1,962	2,196	2,331	2,401	2,471	2,633	3,125
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,111	0,801	2,344	2,084	1,823	1,563	1,302	1,042	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	24,42	24,35	23,7	26,51	28,15	28,99	29,83	31,79	37,73
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,94	3,95	4,05	3,62	3,38	3,25	3,13	2,83	1,94
10	Доля резерва	%	51,81	51,95	53,23	47,67	44,45	42,79	41,12	37,26	25,54
	«КЭЧ», ул. Федосеенко, 89-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Срок службы	лет	34	35	36	37	38	39	40	41	45
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,39	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,206	0,259	0,438	0,411	0,385	0,358	0,331	0,304	0,195
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,238	0,194	0,194	0,194	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,031	0,065	0,244	0,217	0,19	0,163	0,136	0,109	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	6,82	5,57	5,57	5,57	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,41	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
10	Доля резерва	%	50,84	59,82	59,82	59,82	59,59	59,59	59,59	59,59	59,59
	Московское шоссе, 219-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Срок службы	лет	42	43	44	45	46	47	48	49	53
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	150	150	150	150	150	150	150	150	150
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,213	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,029	-0,158	-0,157	-0,157	-0,157	-0,157	-0,157	-0,157	-0,157
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,28	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
10	Доля резерва	%	28,69	28,79	28,79	28,79	28,79	28,79	28,79	28,79	28,79
	ул. Баранова, 11 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Срок службы	лет	35	36	37	38	39	40	41	42	46

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	500	500	500	500	500	500	500	500	500
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,2	2,21	2,2	2,24	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,339	1,866	4,157	3,801	3,446	3,076	2,707	2,338	0,862
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,834	0,838	0,834	0,848	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,505	1,028	3,322	2,953	2,584	2,215	1,846	1,477	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	14,67	14,74	14,67	14,91	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,7	2,69	2,7	2,66	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
10	Доля резерва	%	55,1	54,89	55,09	54,36	53,62	53,62	53,62	53,62	53,62
	«пос. Дубравный», ул. Дубравная, 17 (БМК) (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,404	0,67	2,241	2,012	1,784	1,555	1,326	1,098	0,183
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,186	0,185	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,218	0,485	2,058	1,829	1,6	1,372	1,143	0,915	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	4,48	4,46	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
10	Доля резерва	%	74,15	74,25	74,48	74,48	74,48	74,48	74,48	74,48	74,48
	ул. Красных Зорь, 4-а (газ., отдельностоящая)										

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Производительность ВПУ	т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Срок службы	лет	44	45	46	47	48	49	50	51	55
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	200	200	200	200	200	200	200	200	200
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,33	2,32	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,325	1,531	1,536	1,411	1,285	1,16	1,035	0,909	0,408
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,417	0,416	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,092	1,115	1,128	1,003	0,878	0,752	0,627	0,501	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	15,52	15,5	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,47	0,48	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
10	Доля резерва	%	16,85	16,98	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72
	ул. Гастелло, 1-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2	Срок службы	лет	25	26	27	28	29	30	31	32	36
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	118	118	118	118	118	118	118	118	118
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,1	1,11	1,11	1,31	1,64	2,01	2,1	2,26	2,45
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,703	0,495	1,291	1,274	1,302	1,347	1,283	1,247	0,937
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,422	0,423	0,422	0,501	0,626	0,768	0,8	0,861	0,937
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,281	0,072	0,869	0,773	0,676	0,579	0,483	0,386	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	7,36	7,38	7,38	8,75	10,93	13,41	13,98	15,03	16,36
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2	1,99	1,99	1,79	1,46	1,09	1	0,84	0,65

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Доля резерва	%	64,37	64,3	64,31	57,66	47,13	35,13	32,38	27,26	20,82
	ул. Безрукова, 5 (газ., газ-мазут ДКВР-10-13, отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,7	1,7	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	59	60	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,05	1,05	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,07	0,06	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,05	0,05	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	7	7	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,65	0,65	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	38,26	38,26	0	0	0	0	0	0	0
	пр. Героев, 13 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
2	Срок службы	лет	32	33	34	35	36	37	38	39	43
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,374	0,257	0,215	0,205	0,195	0,185	0,175	0,165	0,125
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,124	0,126	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,249	0,132	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	6,18	6,23	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
10	Доля резерва	%	33,8	33,25	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
	ул. Александра Люкина, 6-а (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,5	1,5	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	37	38	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	н/д	н/д	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,35	1,35	0	0	0	0	0	0	0
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,95	0,93	0	0	0	0	0	0	0
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,71	0,71	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,24	0,22	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	9	9	0	0	0	0	0	0	0
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,15	0,15	0	0	0	0	0	0	0
10	Доля резерва	%	10,01	10,01	0	0	0	0	0	0	0
	«НТЦ», ул. Ветеринарная, 5 (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9	207,9
2	Срок службы	лет	50	51	52	53	54	55	56	57	61
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	113,88	119,46	119,22	126,3	133,7	141,33	146,54	148,27	151,79
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	103,648	121,235	134,541	131,32	128,283	125,383	121,081	114,774	87,586
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	65,712	68,929	68,796	72,879	77,148	81,553	84,556	85,554	87,586

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	37,937	52,305	65,745	58,44	51,135	43,83	36,525	29,22	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	759,2	796,38	794,83	842,01	891,32	942,22	976,92	988,45	1011,93
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	94,02	88,44	88,68	81,6	74,2	66,57	61,36	59,63	56,11
10	Доля резерва	%	45,22	42,54	42,65	39,25	35,69	32,02	29,52	28,68	26,99
	«Кардиоцентр», ул. Ванеева, 209-б (газ., отдельностоящая)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
2	Срок службы	лет	31	32	33	34	35	36	37	38	42
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,57	1,56	1,51	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,046	0,799	0,601	0,582	0,549	0,517	0,485	0,453	0,324
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,323	0,322	0,311	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,722	0,477	0,289	0,257	0,225	0,193	0,161	0,129	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	10,48	10,42	10,08	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,63	1,64	1,69	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
10	Доля резерва	%	50,89	51,15	52,75	50,76	50,76	50,76	50,76	50,76	50,76
	Июльских дней, 1										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Срок службы	лет	37	38	39	40	41	42	43	44	48
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,72	1,79	1,79	1,99	2,15	2,37	2,62	2,79	3,17

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,343	1,014	1,673	1,756	1,815	1,916	2,04	2,099	2,144
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,13	1,176	1,172	1,311	1,425	1,582	1,762	1,876	2,144
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,787	-0,162	0,501	0,445	0,389	0,334	0,278	0,223	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	15,08	15,7	15,64	17,5	19,02	21,11	23,51	25,04	28,62
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,58	1,51	1,51	1,31	1,15	0,93	0,68	0,51	0,13
10	Доля резерва	%	47,97	45,64	45,84	39,72	34,87	28,17	20,48	15,59	3,93
	«Школа №116», ул. Меднолитейная, 1-б (БМК)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
8	Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	«Школа №90», пер. Общественный, 6-а										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Тепличная, 8-а (БМК)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	120	120	120	120	120	120	120	120	120
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,57	0,57	0,57
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,83	3,83	3,83
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,43	0,43	0,43
8	Доля резерва	%	46,56	46,56	46,56	46,56	46,56	46,56	42,58	42,58	42,58
	ул. 3-я Ямская, 7										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0
2	Срок службы	лет	21	22	23	24	25	26	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0	0	0
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,32	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0	0	0
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,75	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0	0	0
8	Доля резерва	%	93,94	94,65	94,78	94,78	94,78	94,78	0	0	0
	ул. Большая Покровская, 16										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0	0	0
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0	0	0
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	0	0	0
8	Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ул. Воровского, 3										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	Срок службы	лет	15	16	17	18	19	20	21	22	26
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,78	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,38	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
8	Доля резерва	%	76,47	78,38	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26
	ул. Гребешковский откос, 7										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0
2	Срок службы	лет	16	17	18	19	20	21	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,13	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0	0	0
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,86	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0	0	0
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,37	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0	0	0
8	Доля резерва	%	74,32	85,91	85,91	85,91	85,91	85,91	0	0	0
	ул. Дальняя, 1/29-в (БМК)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
2	Срок службы	лет	7	8	9	10	11	12	13	14	18
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
8	Доля резерва	%	82,04	82,04	82,04	82,04	82,04	82,04	82,04	82,04	82,04
	Зеленый город к/п «Санаторий ВЦСПС, 2-я территория»										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02	0,02	0,02	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,12	0,11	0,11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,02	-0,02	-0,02	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
8	Доля резерва	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Детский санаторий «Ройка», Зеленый город										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Срок службы	лет	18	19	20	21	22	23	24	25	29
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
8	Доля резерва	%	68,48	68,53	68,53	68,53	68,53	68,53	68,53	68,53	68,53
	«ГОУ Морёновская областная санаторно-лесная школа», Зеленый город, дом 7-г (БМК)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
8	Доля резерва	%	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59
	Малая Ямская ул, 9б										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Срок службы	лет	23	24	25	26	27	28	29	30	34
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
8	Доля резерва	%	98,71	98,71	98,71	98,71	98,71	98,71	98,71	98,71	98,71
	ул. Рождественская, 40-а										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	Срок службы	лет	14	15	16	17	18	19	20	21	25
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,09	0,09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,14
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,63	0,63	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,92
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,11	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,06
8	Доля резерва	%	52,68	52,62	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	50,35	31,3
	ул. Ульянова, 47										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Срок службы	лет	22	23	24	25	26	27	28	29	33
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
8	Доля резерва	%	69,99	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6	70,6
	ул. Ярославская, 23										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0
2	Срок службы	лет	23	24	25	26	27	28	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0	0	0
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0	0	0
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0	0	0
8	Доля резерва	%	98,29	98,29	98,29	98,29	98,29	98,29	0	0	0
	ИТ-Парк Анкудиновка ОАО «Сбербанк РФ» (Кузнечиха)»										

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
1	Производительность ВПУ	т/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	Срок службы	лет	5	6	7	8	9	10	11	12	16
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	15	15	15	15	15	15	15	15	15
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,79	1,08	1,29	1,42	1,6	1,6
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,39	2,39	2,39	5,23	7,22	8,59	9,49	10,64	10,64
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,64	1,64	1,64	1,21	0,92	0,71	0,58	0,4	0,4
8	Доля резерва	%	82,08	82,08	82,08	60,75	45,83	35,56	28,83	20,2	20,2
	пр. Гагарина, 97 (БМК)										
1	Производительность ВПУ	т/ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
2	Срок службы	лет	9	10	11	12	13	14	15	16	20
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,75	1,01	1,14	1,31	1,31	1,31
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,35	3,35	3,35	5	6,74	7,59	8,71	8,71	8,71
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1	1	1	0,75	0,49	0,36	0,19	0,19	0,19
8	Доля резерва	%	66,49	66,49	66,49	50,03	32,62	24,11	12,86	12,86	12,86
	«Центр Мать и дитя» ул. Тропинина, 13-д										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0
2	Срок службы	лет	17	18	19	0	0	0	0	0	0
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	60	60	60	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,06	0,02	0,02	0	0	0	0	0	0
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,41	0,14	0,14	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,04	0,08	0,08	0	0	0	0	0	0
8	Доля резерва	%	38,87	79,58	79,58	0	0	0	0	0	0
	«Больница №10», ул. Чонгарская, 43-а										
1	Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Срок службы	лет	43	44	45	46	47	48	49	50	54
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
8	Доля резерва	%	46,41	46,41	46,41	46,41	46,41	46,41	46,41	46,41	46,41
	Березовая Пойма										
1	Производительность ВПУ	т/ч	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2	Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	15	19
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	35	35	35	35	35	35	35	35	35
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,2	0,19	0,18	0,18	0,18	0,36	0,79	1,29	3,36
6	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,3	1,27	1,21	1,21	1,21	2,4	5,27	8,63	22,43
7	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,8	3,81	3,82	3,82	3,82	3,64	3,21	2,71	0,64
8	Доля резерва	%	95,12	95,23	95,46	95,46	95,46	91,02	80,25	67,64	15,9

Таблица 3.2.25 - Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в зонах действия котельных ООО «Нижновтеплоэнерго»

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Котельные ул. Родионова, 194б и ул. Деловая,14										
1	Производительность ВПУ	т/ч	150	150	150	150	150	150	150	150	150
2	Срок службы	лет	34	35	36	37	38	39	40	41	45
3	Количество баков- аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	660	660	660	660	660	660	660	660	660
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	39,51	46,6	47,04	51,36	54,36	56,15	57,69	59,71	59,71
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	33,8	34,3	34,5	34,2	32,43	32,43	32,44	32,44	32,44
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	32,3	32,3	32,4	32,4	32,43	32,43	32,44	32,44	32,44
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,5	2	2,1	1,8	0	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	263,42	310,64	313,59	342,39	362,38	374,32	384,61	398,08	398,08
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	80,49	73,4	72,96	68,64	65,64	63,85	62,31	60,29	60,29
10	Доля резерва	%	67,07	61,17	60,8	57,2	54,7	53,21	51,92	50,24	50,24

Таблица 3.2.26 - Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в зонах действия котельных прочих теплоснабжающих организаций

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	прочих теплоснабжающих организаций										
1	Производительность ВПУ	т/ч	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4
2	Всего подпитка тепло- вой сети, в т.ч.:	т/ч	9,15	12,382	12,407	11,706	11,063	10,426	9,784	9,179	6,475
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,957	6,111	6,352	6,352	6,411	6,474	6,534	6,63	6,73

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,193	6,271	6,054	5,353	4,652	3,951	3,25	2,549	-0,255
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Объем аварийной под- питки (химически не обработанной и неде-аэрированной водой)	т/ч	224,22	232,22	240,34	240,34	242,06	243,41	244,67	246,7	250,49
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	177,77	176,57	175,36	175,36	175,1	174,89	174,71	174,4	173,84
6	Доля резерва	%	84,1	83,5	83,0	83,0	82,8	82,7	82,6	82,5	82,2
	Котельная ООО «КСК», ул. Зайцева, 31в										
1	Производительность ВПУ	т/ч	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2	98,2
2	Срок службы	лет	37	38	39	40	41	42	43	44	48
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	800	800	800	800	800	800	800	800	800
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	14,81	15,51	16,12	16,12	16,26	16,47	16,65	16,96	17,11
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	8,2	11,432	11,403	10,702	10,045	9,408	8,766	8,161	5,406
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,746	4,9	5,093	5,093	5,138	5,201	5,261	5,357	5,406
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,454	6,532	6,309	5,608	4,907	4,206	3,505	2,804	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	98,76	103,41	107,49	107,49	108,42	109,77	111,03	113,06	114,1
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	83,39	82,69	82,08	82,08	81,94	81,73	81,55	81,24	81,09
10	Доля резерва	%	84,92	84,2	83,58	83,58	83,44	83,23	83,04	82,73	82,57
	Котельная ООО «КСК», ул. Малоэтажная, 31А										
1	Производительность ВПУ	т/ч	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Срок службы	лет	14	15	16	17	18	19	20	21	25
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,053	0,053	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-0,261	-0,261	-0,255	-0,255	-0,255	-0,255	-0,255	-0,255	-0,255
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39
10	Доля резерва	%	96,26	96,26	96,26	96,26	96,26	96,26	96,26	96,26	96,26
	Котельная ООО «КСК», ул. Монастырка, 1										
1	Производительность ВПУ	т/ч	15	15	15	15	15	15	15	15	15
2	Срок службы	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	14,47	14,47	14,47	14,47	14,47	14,47	14,47	14,47	14,47
10	Доля резерва	%	96,44	96,44	96,44	96,44	96,44	96,44	96,44	96,44	96,44
	Котельная ООО «СТН-Энергосети», Московское ш., 52										
1	Производительность ВПУ	т/ч	70	70	70	70	70	70	70	70	70
2	Срок службы	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4,13	4,36	4,73	4,73	4,85	4,85	4,85	4,85	5,26
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,533	0,533	0,579	0,579	0,593	0,593	0,593	0,593	0,644
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,533	0,533	0,579	0,579	0,593	0,593	0,593	0,593	0,644
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	27,5	29,05	31,53	31,53	32,32	32,32	32,32	32,32	35,07
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	65,87	65,64	65,27	65,27	65,15	65,15	65,15	65,15	64,74
10	Доля резерва	%	94,11	93,78	93,24	93,24	93,07	93,07	93,07	93,07	92,48
	Котельные ООО «СТН-Энергосети», К. Маркса, 60Б и К. Маркса, 42А										
1	Производительность ВПУ	т/ч	9	9	9	9	9	9	9	9	9
2	Срок службы	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	6,42	6,69	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,018	0,018	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,018	0,018	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	42,81	44,61	46	46	46	46	46	46	46
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,58	2,31	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
10	Доля резерва	%	28,65	25,65	23,33	23,33	23,33	23,33	23,33	23,33	23,33
	Котельная ООО «СТН-Энергосети», ул. Цветочная, д. 3 «В»										
1	Производительность ВПУ	т/ч	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
2	Срок службы	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
3	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
4	Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	7,53	7,53	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55
6	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,322	0,322	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323
6.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,322	0,322	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323
6.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	50,19	50,19	50,36	50,36	50,36	50,36	50,36	50,36	50,36
9	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	6,07	6,07	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
10	Доля резерва	%	44,64	44,64	44,46	44,46	44,46	44,46	44,46	44,46	44,46

Радиус эффективного теплоснабжения

В соответствии с п. 6 Требований к схемам теплоснабжения радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика, представленная в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго № 212 от 05.03.2019.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100 %. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения, и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к системе централизованного теплоснабжения от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию системы централизованного теплоснабжения города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа.

В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к системе централизованного теплоснабжения, в границы радиуса эффективного теплоснабжения необходимо использовать вышеописанный метод, т. е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

Вычисление эффективного радиуса теплоснабжения целесообразно только при возникновении задачи реконструкции (или нового строительства) зоны действия конкретного источника тепловой энергии.

Радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как предельно возможная протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на реконструкцию существующей тепловой сети, строительство и эксплуатацию новой теплотрассы. Невыполнение данного условия приводит к перераспределению издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов.

Радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Величина радиуса зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от планируемой точки подключения абонента для различных температурных графиков приведен в таблице 3.2.27.

Таблица 3.2.27 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от планируемой точки подключения

Тепловая нагрузка	Диаметр 2Ду	**Затраты на реконструкцию существующих тепловых сетей, Зрек**	Удельные нормативные теплопотери через изоляцию, Пиз	Удельные нормативные теплопотери с утечкой, Пут	Тарифная ставка на тепловую энергию (с НДС), с 01.01.19 по 30.06.19	**Итого удельные затраты на тепловые потери, Зп**	Удельные расходы на строительство теплотрассы (по НЦС 81-02-13-2017, ППУ в непроходных каналах) с НДС	Затраты на устройство тепловой камеры с НДС	**Удельные приведенные затраты на строительство теплотрассы на 10 лет (включая строительство тепловой**	Удельные эксплуатационные затраты на годовое техническое обслуживание участков тепловых сетей с НДС,	Удельные эксплуатационные затраты на текущий ремонт участков тепловых сетей с НДС, Зтр	**Итого удельные эксплуатационные затраты, Зэ**	**Средний годовой удельный налог на имущество, Нср**	**Удельные затраты на теплоноситель при тепловых потерях с утечкой, Зтн**	**Удельные затраты на газ, потраченный на тепловые потери, Згаз**	**Удельные затраты на электроэнергию, потраченную на тепловые потери, Зэл.эн.**	Отпуск тепловой энергии	**Прогнозируемый размер выручки, В**	**Радиус эффективного теплоснабжения, РЭТ**
Гкал/час	мм	**тыс. руб.**	Гкал/год	Гкал/год	руб/Гкал	**тыс. руб./год**	руб/м	руб	**тыс. руб./год**	руб/год	руб/год	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	Гкал/год	**тыс. руб./год**	**м**
Температурный график 95-70°С																			
0,01	32	**0**	0,076	0,0007	1057,5	**0,08**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,17**	**0,04**	23,96	**55,03**	**1,26**
0,02	32	**0**	0,076	0,0007		**0,08**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,17**	**0,04**	47,91	**110,07**	**2,51**
0,03	40	**0**	0,092	0,0017		**0,10**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,19**	**0,05**	71,87	**165,10**	**3,73**
0,04	40	**0**	0,092	0,0017		**0,10**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,19**	**0,05**	95,83	**220,14**	**4,97**
0,05	50	**0**	0,102	0,0025		**0,11**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	119,78	**275,17**	**6,14**
0,06	50	**0**	0,102	0,0025		**0,11**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	143,74	**330,20**	**7,36**
0,07	50	**0**	0,102	0,0025		**0,11**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	167,69	**385,24**	**8,59**
0,08	65	**0**	0,123	0,0050		**0,13**	30146	409816	**44,00**	697,79	283,30	**0,98**	**0,28**	**0,01**	**0,24**	**0,06**	191,65	**440,27**	**9,64**
0,09	65	**0**	0,123	0,0050		**0,13**	30146	409816	**44,00**	697,79	283,30	**0,98**	**0,28**	**0,01**	**0,24**	**0,06**	215,61	**495,31**	**10,84**
0,10	65	**0**	0,123	0,0050		**0,13**	30146	409816	**44,00**	697,79	283,30	**0,98**	**0,28**	**0,01**	**0,24**	**0,06**	239,56	**550,34**	**12,04**
Температурный график 105-70°С																			

Тепловая нагрузка	Диаметр 2Ду	**Затраты на реконструкцию существующих тепловых сетей, Зрек**	Удельные нормативные теплопотери через изоляцию, Пиз	Удельные нормативные теплопотери с утечкой, Пут	Тарифная ставка на тепловую энергию (с НДС), с 01.01.19 по 30.06.19	**Итого удельные затраты на тепловые потери, Зп**	Удельные расходы на строительство теплотрассы (по НЦС 81-02-13-2017, ППУ в непроходных каналах) с НДС	Затраты на устройство тепловой камеры с НДС	**Удельные приведенные затраты на строительство теплотрассы на 10 лет (включая строительство тепловой**	Удельные эксплуатационные затраты на годовое техническое обслуживание участков тепловых сетей с НДС,	Удельные эксплуатационные затраты на текущий ремонт участков тепловых сетей с НДС, Зтр	**Итого удельные эксплуатационные затраты, Зэ**	**Средний годовой удельный налог на имущество, Нср**	**Удельные затраты на теплоноситель при тепловых потерях с утечкой, Зтн**	**Удельные затраты на газ, потраченный на тепловые потери, Згаз**	**Удельные затраты на электроэнергию, потраченную на тепловые потери, Зэл.эн.**	Отпуск тепловой энергии	**Прогнозируемый размер выручки, В**	**Радиус эффективного теплоснабжения, РЭТ**
Гкал/час	мм	**тыс. руб.**	Гкал/год	Гкал/год	руб/Гкал	**тыс. руб./год**	руб/м	руб	**тыс. руб./год**	руб/год	руб/год	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	Гкал/год	**тыс. руб./год**	**м**
0,01	32	**0**	0,082	0,0008	1057,5	**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,17**	**0,04**	23,96	**55,03**	**1,26**
0,02	32	**0**	0,082	0,0008		**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,17**	**0,04**	47,91	**110,07**	**2,51**
0,03	32	**0**	0,082	0,0008		**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,17**	**0,04**	71,87	**165,10**	**3,77**
0,04	40	**0**	0,098	0,0018		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	95,83	**220,14**	**4,97**
0,05	40	**0**	0,098	0,0018		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	119,78	**275,17**	**6,21**
0,06	40	**0**	0,098	0,0018		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	143,74	**330,20**	**7,45**
0,07	50	**0**	0,108	0,0027		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	167,69	**385,24**	**8,59**
0,08	50	**0**	0,108	0,0027		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	191,65	**440,27**	**9,82**
0,09	50	**0**	0,108	0,0027		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	215,61	**495,31**	**11,04**
0,10	50	**0**	0,108	0,0027		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,21**	**0,05**	239,56	**550,34**	**12,27**
Температурный график 115-70°С																			
0,01	32	**0**	0,086	0,0008	1057,5	**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	23,96	**55,03**	**1,25**

Тепловая нагрузка	Диаметр 2Ду	**Затраты на реконструкцию существующих тепловых сетей, Зрек**	Удельные нормативные теплопотери через изоляцию, Пиз	Удельные нормативные теплопотери с утечкой, Пут	Тарифная ставка на тепловую энергию (с НДС), с 01.01.19 по 30.06.19	**Итого удельные затраты на тепловые потери, Зп**	Удельные расходы на строительство теплотрассы (по НЦС 81-02-13-2017, ППУ в непроходных каналах) с НДС	Затраты на устройство тепловой камеры с НДС	**Удельные приведенные затраты на строительство теплотрассы на 10 лет (включая строительство тепловой**	Удельные эксплуатационные затраты на годовое техническое обслуживание участков тепловых сетей с НДС,	Удельные эксплуатационные затраты на текущий ремонт участков тепловых сетей с НДС, Зтр	**Итого удельные эксплуатационные затраты, Зэ**	**Средний годовой удельный налог на имущество, Нср**	**Удельные затраты на теплоноситель при тепловых потерях с утечкой, Зтн**	**Удельные затраты на газ, потраченный на тепловые потери, Згаз**	**Удельные затраты на электроэнергию, потраченную на тепловые потери, Зэл.эн.**	Отпуск тепловой энергии	**Прогнозируемый размер выручки, В**	**Радиус эффективного теплоснабжения, РЭТ**
Гкал/час	мм	**тыс. руб.**	Гкал/год	Гкал/год	руб/Гкал	**тыс. руб./год**	руб/м	руб	**тыс. руб./год**	руб/год	руб/год	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	Гкал/год	**тыс. руб./год**	**м**
0,02	32	**0**	0,086	0,0008		**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	47,91	**110,07**	**2,51**
0,03	32	**0**	0,086	0,0008		**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	71,87	**165,10**	**3,76**
0,04	32	**0**	0,086	0,0008		**0,09**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	95,83	**220,14**	**5,02**
0,05	40	**0**	0,101	0,0019		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	119,78	**275,17**	**6,21**
0,06	40	**0**	0,101	0,0019		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	143,74	**330,20**	**7,45**
0,07	40	**0**	0,101	0,0019		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	167,69	**385,24**	**8,69**
0,08	40	**0**	0,101	0,0019		**0,11**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,20**	**0,05**	191,65	**440,27**	**9,93**
0,09	50	**0**	0,112	0,0029		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,22**	**0,05**	215,61	**495,31**	**11,04**
0,10	50	**0**	0,112	0,0029		**0,12**	23189	409816	**43,30**	687,09	265,39	**0,95**	**0,21**	**0,01**	**0,22**	**0,05**	239,56	**550,34**	**12,27**
Температурный график 130-70°С																			
0,01	32	**0**	0,093	0,0008	1057,5	**0,10**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	23,96	**55,03**	**1,25**
0,02	32	**0**	0,093	0,0008		**0,10**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	47,91	**110,07**	**2,51**

Тепловая нагрузка	Диаметр 2Ду	**Затраты на реконструкцию существующих тепловых сетей, Зрек**	Удельные нормативные теплопотери через изоляцию, Пиз	Удельные нормативные теплопотери с утечкой, Пут	Тарифная ставка на тепловую энергию (с НДС), с 01.01.19 по 30.06.19	**Итого удельные затраты на тепловые потери, Зп**	Удельные расходы на строительство теплотрассы (по НЦС 81-02-13-2017, ППУ в непроходных каналах) с НДС	Затраты на устройство тепловой камеры с НДС	**Удельные приведенные затраты на строительство теплотрассы на 10 лет (включая строительство тепловой**	Удельные эксплуатационные затраты на годовое техническое обслуживание участков тепловых сетей с НДС,	Удельные эксплуатационные затраты на текущий ремонт участков тепловых сетей с НДС, Зтр	**Итого удельные эксплуатационные затраты, Зэ**	**Средний годовой удельный налог на имущество, Нср**	**Удельные затраты на теплоноситель при тепловых потерях с утечкой, Зтн**	**Удельные затраты на газ, потраченный на тепловые потери, Згаз**	**Удельные затраты на электроэнергию, потраченную на тепловые потери, Зэл.эн.**	Отпуск тепловой энергии	**Прогнозируемый размер выручки, В**	**Радиус эффективного теплоснабжения, РЭТ**
Гкал/час	мм	**тыс. руб.**	Гкал/год	Гкал/год	руб/Гкал	**тыс. руб./год**	руб/м	руб	**тыс. руб./год**	руб/год	руб/год	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	Гкал/год	**тыс. руб./год**	**м**
0,03	32	**0**	0,093	0,0008		**0,10**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	71,87	**165,10**	**3,76**
0,04	32	**0**	0,093	0,0008		**0,10**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	95,83	**220,14**	**5,02**
0,05	32	**0**	0,093	0,0008		**0,10**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,18**	**0,04**	119,78	**275,17**	**6,27**
0,06	40	**0**	0,109	0,0019		**0,12**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,21**	**0,05**	143,74	**330,20**	**7,45**
0,07	40	**0**	0,109	0,0019		**0,12**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,21**	**0,05**	167,69	**385,24**	**8,69**
0,08	40	**0**	0,109	0,0019		**0,12**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,21**	**0,05**	191,65	**440,27**	**9,93**
0,09	40	**0**	0,109	0,0019		**0,12**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,21**	**0,05**	215,61	**495,31**	**11,17**
0,10	40	**0**	0,109	0,0019		**0,12**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,21**	**0,05**	239,56	**550,34**	**12,41**
Температурный график 150-70°С																			
0,01	32	**0**	0,104	0,0009	1057,5	**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	23,96	**55,03**	**1,25**
0,02	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	47,91	**110,07**	**2,51**
0,03	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	71,87	**165,10**	**3,76**

Тепловая нагрузка	Диаметр 2Ду	**Затраты на реконструкцию существующих тепловых сетей, Зрек**	Удельные нормативные теплопотери через изоляцию, Пиз	Удельные нормативные теплопотери с утечкой, Пут	Тарифная ставка на тепловую энергию (с НДС), с 01.01.19 по 30.06.19	**Итого удельные затраты на тепловые потери, Зп**	Удельные расходы на строительство теплотрассы (по НЦС 81-02-13-2017, ППУ в непроходных каналах) с НДС	Затраты на устройство тепловой камеры с НДС	**Удельные приведенные затраты на строительство теплотрассы на 10 лет (включая строительство тепловой**	Удельные эксплуатационные затраты на годовое техническое обслуживание участков тепловых сетей с НДС,	Удельные эксплуатационные затраты на текущий ремонт участков тепловых сетей с НДС, Зтр	**Итого удельные эксплуатационные затраты, Зэ**	**Средний годовой удельный налог на имущество, Нср**	**Удельные затраты на теплоноситель при тепловых потерях с утечкой, Зтн**	**Удельные затраты на газ, потраченный на тепловые потери, Зраз**	**Удельные затраты на электроэнергию, потраченную на тепловые потери, Зэл.эн.**	Отпуск тепловой энергии	**Прогнозируемый размер выручки, В**	**Радиус эффективного теплоснабжения, РЭТ**
Гкал/час	мм	**тыс. руб.**	Гкал/год	Гкал/год	руб/Гкал	**тыс. руб./год**	руб/м	руб	**тыс. руб./год**	руб/год	руб/год	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	**тыс. руб./год**	Гкал/год	**тыс. руб./год**	**м**
0,04	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	95,83	**220,14**	**5,01**
0,05	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	119,78	**275,17**	**6,27**
0,06	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	143,74	**330,20**	**7,52**
0,07	32	**0**	0,104	0,0009		**0,11**	14841	409816	**42,47**	687,09	256,18	**0,94**	**0,14**	**0,00**	**0,19**	**0,04**	167,69	**385,24**	**8,78**
0,08	40	**0**	0,119	0,0021		**0,13**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,22**	**0,05**	191,65	**440,27**	**9,92**
0,09	40	**0**	0,119	0,0021		**0,13**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,22**	**0,05**	215,61	**495,31**	**11,16**
0,10	40	**0**	0,119	0,0021		**0,13**	18551	409816	**42,84**	687,09	260,40	**0,95**	**0,17**	**0,00**	**0,22**	**0,05**	239,56	**550,34**	**12,41**

Проблемы и направления их решения

Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

Анализ существующего состояния теплоснабжения Нижнего Новгорода показывает:

- существующая система теплоснабжения жилищно-коммунального сектора имеет значительный процент износа установленного оборудования;
- в сетях ГВС Автозаводского теплосетевого района:

не выдерживаются новые повышенные требования к температуре горячей воды и организации качественного функционирования систем централизованного ГВС;

не выдерживается требование СанПиН к температуре воды в местах водозабора; в однотрубной схеме ГВС с локальной циркуляцией происходит смешение подаваемой от ТЭЦ воды с неиспользованной водой от потребителей и ее охлаждение;

из-за отсутствия на теплонасосной станции источника тепловой энергии, температура воды не соответствует нормативному требованию;

- из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление; в связи с этим ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

В организации качественного теплоснабжения потребителей города также можно выделить следующие проблемы.

Системные проблемы:

- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения (при этом необходимо отметить, что в системе центрального теплоснабжения от котельных АО «Теплоэнерго» реализуется масштабная программа по установке приборов учета на источниках и у потребителей);
- несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения;
- завышенные по сравнению с нормативными значениями температуры обратной сетевой воды, что приводит к снижению использования располагаемой мощности ТЭЦ.

Проблемы на источниках тепловой энергии:

- локальный избыток мощностей источников теплоснабжения при одновременном наличии зон дефицита за счет отсутствия пропускной способности отдельных участков сети;
- снижение или стабилизация на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ;
- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и (или) отпуска тепловой энергии на котельных.

Проблемы в тепловых сетях:

- высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях, как за счет избыточной централизации, так и за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50% всех затрат в системах теплоснабжения);
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов.

Проблемы у потребителей услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата домохозяйств квартирным учетом горячей воды и средствами регулирования теплопотребления;

• низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;

• отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов.

Также необходимо отметить, что потребители систем ГВС Сормовской ТЭЦ подключены по «открытой» схеме.

Существующие проблемы организации надёжного и безопасного теплоснабжения

Основной проблемой организации надёжного и безопасного теплоснабжения потребителей города является износ тепловых сетей.

В системах теплоснабжения Нижнего Новгорода чаще всего выходят из строя распределительные теплопроводы малого диаметра, в том числе наиболее часто - трубопроводы диаметром 159 мм (16 % от общего числа повреждений).

Распределение количества вышедших из строя теплопроводов в системах теплоснабжения ЖКХ по административным районам показывает, что в Автозаводском районе аварии на теплопроводах возникают гораздо чаще, чем в других районах города. Главная причина выхода теплопроводов из строя – наружная коррозия (более чем в половине случаев для магистральных сетей и почти в 80% случаев – для распределительных сетей).

Существующие проблемы развития систем теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения города в рамках существующих систем центрального теплоснабжения ограничено оптимальными радиусами теплоснабжения существующих источников тепла. При этом значительная часть прогнозируемых территорий перспективной застройки находится в границах или на незначительном удалении от границ существующих зон действия источников тепловой энергии (мощности).

Проблемы развития систем теплоснабжения города, в рамках существующих систем центрального теплоснабжения в основном обусловлены проблемами надёжного и качественного теплоснабжения, которые ограничивает возможность присоединения новых потребителей к существующим тепловым сетям.

Кроме того, к проблемам развития существующих систем теплоснабжения относится неопределенность со сроком ввода в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ.

Существующие проблемы надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Основная проблема обеспечения топливом существующих систем центрального теплоснабжения города, следующая: из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление. В связи с этим ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

В перспективе для решения указанных проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 7 Обосновывающих материалов.

3.2.2.4. Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности в системе теплоснабжения и ожидаемых резервов, и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

Под дефицитом тепловой энергии понимается технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Одной из причин возникновения дефицита тепловой мощности на котельных является ограничение установленной тепловой мощности, а именно большой износ котельного оборудования и низкий фактический КПД работы котлоагрегатов. Локальные дефициты тепловой мощности на котельных приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных температурах наружного воздуха (и близких к ним).

В городе Нижнем Новгороде функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Сормовская ТЭЦ и Автозаводская ТЭЦ.

Анализ приведенных балансов тепловой мощности показывает, что располагаемой тепловой мощности Сормовской ТЭЦ будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок в горячей воде потребителей перспективных зон действия станции в течение всего расчётного периода схемы теплоснабжения.

Увеличение установленной и располагаемой тепловой мощности СТЭЦ запланировано за счет реализации мероприятий:

•Техническое перевооружение основного бойлера № 1,2 и пикового бой-лера №1 (Сормовская ТЭЦ) с установкой новой РОУ-13/1,2

•Техническое перевооружение основного бойлера № 3,4 и пикового бой-лера №2 (Сормовская ТЭЦ) с подключением к резервному источнику РОУ-13/1,2 устанавливаемому с бойлерной №1.

•Установка нового водогрейного котла тепловой мощностью 60 Гкал/ч.

Анализ приведенных балансов тепловой мощности показывает, что располагаемой тепловой мощности Автозаводской ТЭЦ (в том числе с учетом вывод в модернизацию по программе КОМ МОД ТГ-9 с марта 2024 по март 2025 года) будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок в горячей воде потребителей перспективных зон действия станции в течение всего расчётного периода схемы теплоснабжения.

На котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ» также прогнозируется резерв тепловой мощности.

Анализ приведенных балансов тепловой мощности показывает, что при реализации инвестиционных мероприятий, располагаемой тепловой мощности котельных АО «Теплоэнерго» и прочих теплоснабжающих организаций будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок в горячей воде потребителей в течение всего прогнозного периода.

Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород приведены в таблице 3.2.28.

Таблица 3.2.28 – Существующие и перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и прогнозной присоединённой тепловой нагрузки источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород										
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	6614,05	6618,53	6577,6	6626,2	6872,49	6746,88	6972,34	6978,86	7139,93
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6173,23	6180,59	6142,11	6211,62	6576,6	6510,48	6746,6	6773,01	6951,95
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	181,15	171,55	172,88	176,72	181,18	196,89	199,74	200,86	203,8
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5453,14	5470,09	5430,29	5495,96	5856,48	5774,9	6008,16	6033,45	6209,46
5	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1819,41	1708,58	1665,55	1578,85	1803,27	1596,78	1724,74	1656,91	1631,22
	ВСЕГО по ТЭЦ (Сормовская и Автозаводская ТЭЦ)										
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	2512	2512	2458	2458	2518	2379	2518	2518	2518
1.1.	отборы паровых турбин, в т.ч.	Гкал/ч	1612	1612	1558	1558	1558	1419	1558	1558	1558
1.1.1.	*производственных параметров*	Гкал/ч	420	420	420	420	420	336	475	475	475
1.1.2.	*теплофикационные*	Гкал/ч	1174	1174	1120	1120	1120	1065	1065	1065	1065
1.1.3.	*встроенные пучки конденсаторов*	Гкал/ч	18	18	18	18	18	18	18	18	18
1.2.	турбокомпрессоры	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60
2	ПВК (в т.ч. проект 1.15 – установка нового водогрейного котла 60)	Гкал/ч	840	840	840	840	900	900	900	900	900
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2464	2464	2410	2410	2470	2331	2470	2470	2470
4	Затраты тепла на собственные и хо-зяйственные нужды станции	Гкал/ч	89,48	92,98	94,2	97,18	100,62	102,32	103,95	105,1	107,41
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	85,94	88,7	90,09	93,03	95,89	97,31	98,84	99,89	101,9
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка е, в т.ч.	Гкал/ч	1419,5	1465,23	1482,9	1531,26	1578,15	1601,56	1626,7	1643,84	1676,98
6.1.	*Пар 6 ата*	Гкал/ч	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33	96,33
6.2.	*Пар 11 ата*	Гкал/ч	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93
6.3.	*Перегретая вода*	Гкал/ч	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23
6.4.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	1718,64	1734,87	1750,35	1813,45	1841,81	1856,06	1883,77	1900,46	1928,65
6.5.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	501,72	539,29	550,42	568,99	600,85	617,32	629,36	638,48	657,22
7	Присоединенная расчетная (фактиче- ская) тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	1403,82	1444,38	1463,74	1512,1	1558,99	1582,41	1607,54	1624,68	1657,82
7.1.	*Пар 6 ата*	Гкал/ч	412,62	441,44	459,35	473,87	503,2	518,24	528,42	536,34	553,41

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7.2.	*Пар 11 ата*	Гкал/ч	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59
7.3.	*Перегретая вода*	Гкал/ч	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52
7.4.	*УКС*	Гкал/ч	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
7.5.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	926,3	938,03	939,48	973,31	990,88	999,25	1014,21	1023,42	1039,49
7.6.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	412,62	441,44	459,35	473,87	503,2	518,24	528,42	536,34	553,41
8	Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагруз-ке)	Гкал/ч	-85,25	-145,33	-228,56	-316,15	-322,65	-495,5	-399,41	-427,42	-478,67
9	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной тепловой нагрузке)	Гкал/ч	884,76	837,94	761,98	707,69	714,5	548,96	659,66	640,34	602,87
		%	35,9	34,0	31,6	29,4	28,9	23,6	26,7	25,9	24,4
10	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выво-де самого мощного котла/агрегата	Гкал/ч	2015,52	2012,02	1956,8	1953,82	2010,38	1869,68	2007,05	2005,9	2003,59
11	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе само- го мощного пикового кот-ла/турбоагрегата	Гкал/ч	1234,78	1270,98	1287,14	1327,23	1367,8	1387,86	1408,99	1423,48	1452,31
	ВСЕГО по котельным										
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4102,054	4106,53	4119,6	4168,2	4354,49	4367,88	4454,34	4460,86	4621,93
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3709,23	3716,59	3732,11	3801,62	4106,6	4179,48	4276,6	4303,01	4481,95
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	91,67	78,57	78,68	79,54	80,56	94,57	95,79	95,76	96,39
4	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	157,74	161,44	161,1	167,05	172,36	181,56	186,73	192,92	204,09
5	Присоединенная договорная тепловая нагрузка	Гкал/ч	193	193	193	193	193	193	193	193	193
6	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	3437,62	3458,07	3473,49	3542,14	3846,1	3905,22	4001,11	4027,55	4205,87
7	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	2332,3	2413,11	2395,89	2490,94	2572,02	2676,97	2750,44	2819,25	2974,6
7.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	2106,67	2179,66	2154,76	2233,22	2300,92	2387,09	2447,15	2504,03	2637,5
7.2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	225,66	233,5	241,11	257,77	271,09	296,51	309,85	321,78	343,66
8	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	934,65	870,64	903,57	871,16	1088,77	1047,82	1065,08	1016,57	1028,35
		%	25,2	23,4	24,2	22,9	26,5	25,1	24,9	23,6	22,9
	котельной Ленинская ООО «Автозаводская ТЭЦ										
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка	Гкал/ч	193	193	193	193	193	193	193	193	193
7	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79	159,79
8	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34	179,34
9	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46	174,46
	ВСЕГО по котельным АО «Теплоэнерго»										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	2139,35	2139,48	2101,06	2096,03	2214,57	2159,80	2147,47	2135,31	2241,10
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1886,05	1886,05	1845,67	1842,97	2077,88	2076,99	2068,03	2075,26	2198,92
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	44,50	44,50	43,94	43,99	44,09	56,52	56,23	55,99	56,09
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1841,60	1841,60	1801,78	1799,04	2033,85	2020,78	2012,11	2019,58	2143,14
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	1385,95	1416,45	1374,45	1439,19	1505,80	1573,81	1614,52	1650,41	1720,82
5.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	1253,71	1282,41	1242,19	1297,33	1354,61	1409,55	1444,11	1475,94	1537,03
5.2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	132,22	134,05	132,19	141,86	151,18	170,85	176,94	181,01	190,31
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	100,45	102,63	99,89	104,29	108,92	114,18	117,27	120,14	125,27
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	355,22	322,58	327,46	255,53	419,12	346,87	294,43	263,15	311,17
	в том числе										
	ВСЕГО по котельным прочих теплонабжающих организаций										
1	Установленная тепловая мощность,	Гкал/ч	1602,7	1607,05	1658,54	1710,75	1779,92	1848,08	1946,87	1965,55	2020,83
2	Располагаемая тепловая мощность,	Гкал/ч	1463,18	1470,54	1526,44	1598,65	1668,72	1742,49	1848,57	1867,75	1923,03
3	Тепловая нагрузка на собственные нужды источника,	Гкал/ч	46,51	33,41	34,08	34,89	35,81	37,39	38,9	39,11	39,64
4	Тепловая мощность нетто,	Гкал/ч	1416,68	1437,13	1492,37	1563,76	1632,91	1705,1	1809,66	1828,63	1883,39
5	«Фактическая» тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.:	Гкал/ч	946,35	996,66	1021,44	1051,75	1066,22	1103,16	1135,92	1168,84	1253,78
5.1.	*отопление и вентиляция*	Гкал/ч	852,96	897,25	912,57	935,89	946,31	977,54	1003,04	1028,09	1100,47

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5.2.	*горячее водоснабжение*	Гкал/ч	93,44	99,45	108,92	115,91	119,91	125,66	132,91	140,77	153,35
6	Потери в тепловых сетях,	Гкал/ч	50,74	52,26	54,66	56,21	56,89	60,83	62,91	66,23	72,27
7	Резерв / дефицит тепловой мощности нетто, (+/-)	Гкал/ч	419,64	388,27	416,32	455,84	509,86	541,16	610,86	593,63	557,39

В результате анализа за 2021 год в целом по источникам городского округа город Нижний Новгород выявлен резерв мощности в размере 1665,55 Гкал/час.

Все источники теплоснабжения в базовом периоде имели достаточный резерв мощности для подачи тепловой энергии потребителям необходимого качества в период расчетных температур.

На рассматриваемую перспективу (до 2030 года) планируются приросты строительных фондов, в том числе многоэтажная застройка, объекты общественно-делового назначения.

На перспективу к 2030 г., с учетом будущего спроса и проведения мероприятий строительства и реконструкции, в целом по городскому округу город Нижний Новгород резерв мощности составит 1631,22 Гкал /час.

В результате осуществления предлагаемых мероприятий потребность в тепловой энергии на расчётный период обеспечивается в полном объёме, дефицит тепловой мощности источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород отсутствует.

Сводные величины производительности и резерва ВПУ источников теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород для подпитки тепловых сетей отражены в таблице 3.2.29.

Из таблицы следует, что величины производительности ВПУ источников теплоснабжения достаточно для подпитки тепловых сетей на весь прогнозный период.

Таблица 3.2.29 – Значения существующей и перспективной резервной производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ВСЕГО по ТЭЦ										
1	Производительность ВПУ	т/ч	2920	2920	2920	2920	2920	2920	2920	2920	2920
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1864,805	1936,138	1950,637	1994,738	1923,514	1837,334	1755,289	1765,336	1770,679
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	270,941	279,055	272,114	280,914	289,432	293,593	298,089	301,236	307,179
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	43,5	39,6	35,6	31,7	27,7	23,7	19,8	15,8	0
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1550,264	1617,482	1642,723	1682,223	1606,482	1519,941	1437,4	1448,3	1463,4
4	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ по подпитке тепловой сети	т/ч	1055,2	983,9	969,4	925,3	996,5	1082,7	1164,7	1154,7	1149,3
5	Доля резерва по подпитке тепловой сети	%	36,1	33,7	33,2	31,7	34,1	37,1	39,9	39,5	39,4
	в зонах действия котельных теплоснабжающих организаций										
	ООО «Нижновтеплоэнерго»										
1	Производительность ВПУ	т/ч	150	150	150	150	150	150	150	150	150
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	33,8	34,3	34,5	34,2	32,43	32,43	32,44	32,44	32,44
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	32,3	32,3	32,4	32,4	32,43	32,43	32,44	32,44	32,44
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,5	2	2,1	1,8	0	0	0	0	0
3	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	263,42	310,64	313,59	342,39	362,38	374,32	384,61	398,08	398,08
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	80,49	73,4	72,96	68,64	65,64	63,85	62,31	60,29	60,29
6	Доля резерва	%	67,07	61,17	60,8	57,2	54,7	53,21	51,92	50,24	50,24
	прочих котельных										
1	Производительность ВПУ	т/ч	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	9,15	12,382	12,407	11,706	11,063	10,426	9,784	9,179	6,475
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,957	6,111	6,352	6,352	6,411	6,474	6,534	6,63	6,73
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,193	6,271	6,054	5,353	4,652	3,951	3,25	2,549	-0,255
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	224,22	232,22	240,34	240,34	242,06	243,41	244,67	246,7	250,49

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	177,77	176,57	175,36	175,36	175,1	174,89	174,71	174,4	173,84
6	Доля резерва	%	84,1	83,5	83,0	83,0	82,8	82,7	82,6	82,5	82,2
	котельных АО «Теплоэнерго»										
1	Производительность ВПУ	т/ч	450,1	450,1	439,1	439	438,6	434,1	429,9	429,9	429,9
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	187,28	206,67	241,09	238,75	235,62	230,22	225,31	219,46	186,74
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	122,92	126,47	123,65	128,69	134,19	138,04	139,25	140,99	143,20
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1129,18	1189,67	1224,84	1094,61	1049,38	1012,98	774,36	740,33	618,44
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	1	2	4	6	0	0	0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	1718,31	1762,93	1670,82	1746,43	1818,98	1876,59	1910,57	1947,64	2010,76
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	449,97	458,05	475,41	459,46	462,71	463,8	391,44	397,28	432,4
6	Доля резерва	%	99,90	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	91,1	92,4	100,0
	ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород										
1	Производительность ВПУ	т/ч	3701,5	3701,5	3690,5	3690,4	3690	3685,5	3681,3	3681,3	3681,3
2	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	2095,032	2189,486	2238,637	2279,394	2202,623	2110,41	2022,823	2026,411	1996,334
2.1.	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	432,114	443,933	434,52	448,358	462,46	470,535	476,308	481,293	489,55
2.2.	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	1177,377	1237,538	1268,592	1133,465	1081,733	1040,635	797,409	758,679	618,184
3	отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1550,264	1617,482	1643,723	1684,223	1610,482	1525,941	1437,4	1448,3	1463,4
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2206,0	2305,8	2224,8	2329,2	2423,4	2494,3	2539,9	2592,4	2659,3
5	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1763,4	1691,9	1693,1	1628,8	1700,0	1785,2	1793,2	1786,7	1815,8
6	Доля резерва	%	47,6	45,7	45,9	44,1	46,1	48,4	48,7	48,5	49,3

3.2.2.5. Анализ показателей готовности системы теплоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Оценка надёжности теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород была выполнена в соответствии с Приказом Министерства регионального развития РФ от 26 июля 2013 г. № 310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения».

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности **структурных элементов системы теплоснабжения** и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Показатель надежности электроснабжения источников тепла **($К_э$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

а)при наличии резервного электроснабжения $К_э = 1,0$;

б)при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии:

–до 5,0 Гкал/ч - $К_э = 0,8$;

–5,0 – 20 Гкал/ч - $К_э = 0,7$;

–свыше 20 Гкал/ч - $К_э = 0,6$.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла **($К_в$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

а)при наличии резервного водоснабжения $К_в = 1,0$;

б)при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии:

–до 5,0 Гкал/ч - $К_в = 0,8$;

–5,0 – 20 Гкал/ч - $К_в = 0,7$;

–свыше 20 Гкал/ч - $К_в = 0,6$.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла **($К_т$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

а)при наличии резервного топлива $К_т = 1,0$;

б)при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии:

–до 5,0 Гкал/ч - $К_т = 1,0$;

–5,0 – 20 Гкал/ч - $К_т = 0,7$;

–свыше 20 Гкал/ч - $К_т = 0,5$.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей **($К_б$)**.

Величина этого показателя определяется размером дефицита:

–до 10 % - Кб = 1,0;

–10 – 20 % - Кб = 0,8;
–20 – 30 % - Кб - 0,6;
–свыше 30 % - Кб = 0,3.

Показатель уровня резервирования ($К_р$) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

–90 – 100% - Кр = 1,0;
–70 – 90 % - Кр = 0,7;
–50 – 70 % - Кр = 0,5;
–30 – 50 % - Кр = 0,3;
–менее 30 % - Кр = 0,2.

Показатель технического состояния тепловых сетей ($К_с$), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов:

–до 10 % - $К_с$ = 1,0;
–10 – 20 % - $К_с$ = 0,8;
–20 – 30 % - $К_с$ = 0,6;
–свыше 30 % - $К_с$ = 0,5.

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($К_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S) \ [1/(км*год)],$$

где
–$n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;
–S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

–до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0;
–0,5 - 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8;
–0,8 - 1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;
–свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5.

Показатель относительного недоотпуска тепла ($К_{нед}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{ав}/Q_{факт}*100 \ [\%]$$

где
–$Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;
–$Q_{факт}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($К_{нед}$)

–до 0,1 - $К_{нед}$ = 1,0;
–0,1 - 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8;

–0,3 - 0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;
–свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Показатель качества теплоснабжения ($К_ж$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм}*100$ [%]

где
–$Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;
–$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)
–до 0,2 - $К_ж$ = 1,0;
–0,2 – 0,5 - $К_ж$ = 0,8;
–0,5 – 0,8 - $К_ж$ = 0,6;
–свыше 0,8 - $К_ж$ = 0,4.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($К_{над}$) определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$, $К_с$, $К_{нед}$ и $К_ж$:

$$К_{над} = \frac{Кэ + Кв + Кт + Кб + Кр + Кс + Котк + Кнед + Кж}{n},$$

где
–n - число показателей, учтенных в числителе.

Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$К^{над}_{общ} = \frac{Q_1 \cdot К^{сист1}{}_{над} + ... + Q_n \cdot К^{сист}{}_{над}{}^{n}}{Q_1 + ... + Q_n},$$

где
–$К^{сист1}{}_{над}$, $К^{сист}{}_{над}{}^{n}$ - значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;
–Q_1, Q_n - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Оценка надежности систем теплоснабжения
В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:
–высоконадежные - более 0,9;
–надежные - 0,75 - 0,89;
–малонадежные - 0,5 - 0,74;
–ненадежные - менее 0,5.
Системы теплоснабжения, признанные по общему показателю надежности высоконадежными и надежными, в части обеспечения элементной надежности внешними

системами электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии могут признаваться ненадежными.

Средневзвешенная величина вероятности безотказной работы тепловых сетей, запитанных от всех источников теплоснабжения городского округа, для наиболее удаленных потребителей тепловой энергии к 2030 году составит около 0,973 при нормативном значении ВБР 0,9, что говорит о высоком уровне надежности их перспективного теплоснабжения.

В таблице 3.2.30. приведены коэффициенты надёжности системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород.

Таблица 3.2.30 -Коэффициенты надёжности системы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород

СЦТ	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель надежности	Оценка надежности системы
	$К_Э$	$К_В$	$К_Т$	$К_Б$	$К_Р$	$К_С$	$К_{отк}$	$К_{НЕД}$	$К_{НАД}$	Надежная
СЦТ городского округа город Нижний Новгород	1	1	1	1	0,7	0,6	0,8	0,8	0,86	**Надежная**

Общий показатель надёжности по городскому округу город Нижний Новгород $К_{общ}^{над}$ – 0,86.

Система теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород оценивается как надежная и готовая к эксплуатации.

3.2.2.6. Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Анализ выбросов, сбросов, шумовых воздействий

Установление предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ проектируемыми и действующими промышленными предприятиями в атмосферу производится в соответствии с ГОСТ Р 58577-2019.

Источники тепловой энергии относятся к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), III категории. Для источников тепловой энергии нормированию подлежат выбросы загрязняющих веществ, содержащихся в отходящих дымовых газах: оксиды азота, углерода оксид, серы диоксид, бензапирен.

В соответствии с существующими методами оценки уровень загрязнения считается повышенным при ИЗА от 5 до 6, СИ < 5; высоким при ИЗА от 7 до 13, СИ от 5 до 10; очень высоким при ИЗА, равном или больше 14, СИ > 10.

Источниками вредного воздействия на окружающую среду в системе теплоснабжения являются ТЭЦ и котельные. Использование устаревшего котельного и горелочного оборудования является причиной ухудшения экологической обстановки.

Согласно ГОСТ Р54202-2010 «Ресурсосбережение. Газообразные топлива. Наилучшие доступные технологии сжигания» природный газ считают свободным от серы.

Если в качестве топлива используется природный газ, то выбросы пыли и SO низкие. Уровни выбросов пыли при использовании природного газа в качестве топлива обычно значительно ниже 5 мг/нм3, а выбросы SO2 значительно ниже 10 мг/нм3 без использования любых дополнительных технических мероприятий.

Используемым топливом при выработке тепловой энергии на котельных городского округа город Нижний Новгород является природный газ и мазут. При сжигании природного газа выделяется минимальное количество вредоносных продуктов горения для человека, по сравнению с другим видами топлива используемых в теплоэнергетике. Дымовые газы котельных и побочные продукты отработки от используемых в технологическом процессе горюче-смазочных материалов подвергаются периодической проверке на соответствии действующих требований ГОСТ Р 54964-2012 «Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости» (Дата введения 01.03.2013г.). В соответствии с положениями нормативных документов: «Инструкции по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных» РД 153-34.0-02.303-98 [6] и Пособия АО «НИИ Атмосфера» [8] нормированию подлежат выбросы загрязняющих веществ, содержащиеся в дымовых газах.

Оценка выбросов загрязняющих веществ от дымовых труб основных источников теплоснабжения г. Нижний Новгород и создаваемого ими загрязнения на существующее положение (СП) позволяют сделать следующие выводы:

1. На существующее положение максимальные выбросы от дымовых труб основных источников теплоснабжения г. Нижнего Новгорода при совместном расчете рассеивания создают расчетные максимальные приземные концентрации менее ПДК по всем загрязняющим веществам по всей зоне их влияния, по диоксиду азота и диоксиду серы – менее ПДК с учетом фона.

2. Принятые мероприятия по выбранному варианту развития схемы теплоснабжения г. Нижнего Новгорода до 2030 г. обеспечат прирост тепловых нагрузок при незначительном увеличении валовых выбросов загрязняющих веществ (на 0,7%) за счет вывода мощностей котельных, проведения реконструкции и техперевооружения ряда котельных и ТЭЦ. ввода новых котельных с улучшенными экологическими характеристиками оборудования.

3. Сравнение суммарных валовых выбросов по основным рассматриваемым теплоисточникам на существующее положение и перспективу приведено в таблице 3.2.31.

Основные вкладчики на СП по выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух – Сормовская ТЭЦ (32,4%), Автозаводская ТЭЦ -3 (11,8 %), Автозаводская ТЭЦ-4 (34,8 %), Автозаводская ТЭЦ-5 (3,7 %), котельная «Ленинская» (0,5%), котельные АО «Теплоэнерго» (11,4%), вклад остальных теплоисточников из рассматриваемых – 5,4 %.

Основные вкладчики на перспективу по выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух – Сормовская ТЭЦ (32,2 %), Автозаводская ТЭЦ -3 (11,7%), Автозаводская ТЭЦ-4 (34,6 %), Автозаводская ТЭЦ-5 (3,6 %), «Ленинская» (0,5%), котельные АО «Теплоэнерго» (11,2 %), вклад остальных теплоисточников из рассматриваемых – 6,2 %.

На перспективу прогнозируется увеличение выработки тепла и топливо-потребления для обеспечения потребителей города при небольшом общем увеличении валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, которое составит 178,9 т/год (0,7%) по сравнению с существующим положением.

Таблица 3.2.31 - Сравнение суммарных валовых выбросов загрязняющих веществ (т/год) от рассматриваемых теплоисточников г. Нижнего Новгорода на существующее положение и перспективу

№ пп	Теплоисточник	Выброс, т/год	
		Существующее положение	Перспектива
1	2	3	4
1	**Сормовская ТЭЦ**	**8438,532**	**8438,532**
	ООО «Автозаводская ТЭЦ», в том числе	**13178,3920540**	**13178,3920540**
2.	ТЭЦ-3	3051,309918	3051,309918
3.	ТЭЦ-4	9037,300496	9037,300496
4.	ТЭЦ-5	952,369906	952,369906
5.	котельная «Ленинская»	137,411734	137,411734
	Котельные МУП АО «Теплоэнерго», в том числе	**2968,8189675**	**2919,8803568**
6.	«НТЦ», ул. Ветеринарная, 5	1114,31984	1170,0358331
7.	ул. Мурашкинская, 13б	0	0
8.	ул. Ак. Баха, 4а	176,223312	161,2443305
9.	ул. Премудрова, 12а	61,787278	0
10.	ул. Памирская, 11	79,102556	0
11.	Московское шоссе, 15а	55,832907	50,2496163
12.	ул. Лесной городок, 6-в	50,4766323	89,9012375
13.	ул. Климовская, 86а	35,635221	57,0163533
14.	ул. Таллинская, 15-в	68,912387	64,088519
15.	пр. Ленина, 5а	44,946325	39,9123366
16.	ул. Июльских дней,1	80,537586	117,5848753
17.	Наб. Гребного канала, д.1	48,136089	56,6080408
18.	ул. Военных комиссаров, 9	70,616723	63,5550615
19.	ул. Голованова, 25а	76,206084	76,206084
20.	пр. Гагарина, 70а	35,362477	38,1914762
21.	ул. Батумская, 7б	73,462415	0
22.	пр. Гагарина, 178б	121,30554	133,4360893
23.	ул. Пугачева, 1	163,587651	155,7354438
24.	ул. Базарная, 6	63,795681	63,795681
25.	ул. Гаугеля, 6б	61,540926	61,540926
26.	ул. Гаугеля, 25	53,505738	50,9374628
27.	ул. Энгельса, 1в	74,970280	71,2217660
28.	пр. Союзный, 43	120,302419	156,3931445
29.	ул. Баранова, 11	88,041404	80,1176776
30.	ул.Ванеева,209б	48,1189686	48,1189686

№ пп	Теплоисточник	Выброс, т/год	
		Существующее положение	Перспектива
1	2	3	4
31.	ул.Донецкая, 9в	25,5595596	23,7703904
32.	Анкудиновское ш., 3б	14,126721	15,5393931
33.	пр.Гагарина, 97	14,650523	19,0456798
34.	Звенигородский, 8а	5,1395328	10,2790656
35.	БМК-1 д.Кузмичиха, участок №4	3,447224	10,3416732
36.	БМК-1 д.Кузмичиха, участок №5	3,461383	3,461383
37.	ул. Тихорецкая, 3в	28,683497	31,5518471
	Котельные ООО «Генерация тепла», в том числе	**523,8565124**	**498,4327380**
37.	Котельная Северная	354,364687	354,3646870
38.	Мончегорская, 11Г	103,145259	87,67347
39.	пгт Мостоотряд, 32А	66,3465664	56,394581
	Котельные прочих ТСО, в том числе	**639,4709070**	**399,2673511**
40.	котельная АО «Мельинвест»	24,59320714	24,5932071
41.	котельная АО «ОКБМ Африкантов»	214,750017	0,0000000
42.	котельная ООО «КСК», ул. Зайцева, 31В	223,9610143	179,168811
43.	котельная ООО «КСК», ул. Малоэтажная, 31А	24,1733306	43,511995
44.	котельная ПАО «Завод Красное Сормово»	151,993338	151,9933380
	Котельные ООО «СТН-Энергосети», в том числе	**242,1202093**	**355,4069400**
45.	Котельная, Московское ш., 52	24,07848725	19,26279
46.	Котельная, ул. К.Маркса, 42а	26,058494	26,0584940
47.	Котельная, ул. Цветочная, 3В	123,085198	103,391566
48.	Котельная, ул. Вечерняя, 71	68,898030	206,69409
	ИТОГО по действующим объектам	**25961,2**	**25760,0**
	Новые объекты		
49	Котельная ул. Премудрова, 12а (новая)	-	49,429822
50	**котельная мкр. «Заречный»**	-	107,023686
51	**котельная мкр. «Южный»**	-	125,080207
52	**котельная мкр. «Центральный»**	-	98,682795
	Всего по новым котельным	**-**	**380,2165100**
	ВСЕГО по городу	**25991,2**	**26170,1**

При совместном расчете рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе создают расчетные максимальные приземные концентрации менее ПДК по всем загрязняющим веществам как без учета фона, так и с учетом фона в зоне максимального воздействия и в контрольных точках, расположенных в жилой застройке.

Сравнение загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение (СП) и перспективу (П) приведено в таблице 3.2.32.

Таблица 3.2.32 - Сравнение максимальных приземных концентраций в атмосферном воздухе, создаваемых основными источниками теплоснабжения г. Нижнего Новгорода на СП и П, доли ПДК

№ п/п	Загрязняющее вещество	код	ПДКмр, мг/м^3	Максимальные приземные концентрации в атмосферном воздухе, доли ПДК (без фона/с фоном)			
				Зона максимума		Контрольная точка, ПНЗ №4, ул.Коминтерна, 172	
				СП	П	СП	П
1.	диоксид азота	0301	0,20	0,66 / 0,72	0,66 / 0,72	0,28 / 0,64	0,28 / 0,72
2.	оксид азота	0304	0,40	0,07	0,05	0,02	0,02
3.	углерод	0328	0,15	0,04	0,03	0,02	0,02

4	диоксид серы	0330	0,50	0,65 / 0,67	0,65 / 0,66	0,47 / 0,48	0,48 / 0,50
5	оксид углерода	0337	5,00	0,02	0,02	0,01	0,01
6	бенз(а)пирен	0703	0,00001	0,10	0,10	0,07	0,07
7	мазутная зола	2904	0,02	0,14	0,14	0,10	0,10
8	азота диоксид, серы диоксид*	6204	0,30	0,68 / 0,77	0,67 / 0,76	0,48 / 0,53	0,48 / 0,65

*-К=1,6

На перспективу загрязнение атмосферного воздуха от совокупности рассматриваемых теплоисточников г. Нижнего Новгорода останется на уровне существующего положения по приоритетным загрязнителям – диоксиду азота и диоксиду серы, так как максимальные выбросы от дымовых труб основных источников теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (ТЭЦ) при совместном расчете рассеивания будут создавать максимальные приземные концентрации по диоксиду азота и диоксиду серы менее ПДК в зоне максимального воздействия и на всех контрольных точках, расположенных в жилой застройке в разных районах города, по загрязняющим веществам мазутная зола и бенз(а)пирен - на уровне существующего положения, по остальным веществам - менее 0,1 ПДК.

Шумовые воздействия относятся к одному из видов физического загрязнения среды обитания. Существующие источники шума в условиях городской, производственной и жилой среды можно подразделить на две основные группы: расположенные в свободном пространстве (вне зданий) и находящиеся внутри зданий.

Источники шума, расположенные в свободном пространстве, по своему характеру делятся на подвижные и стабильные.

Для источников шума, расположенных внутри зданий, имеют значение характер размещения источников шума по отношению к окружающим защищаемым объектам и их соответствие предъявляемым к ним требованиям.

Внутренние источники шума можно подразделить на несколько групп:

- техническое оснащение зданий (лифты, трансформаторные подстанции, теплообменные станции, воздухотехническое оборудование и т.п.);
- технологическое оснащение зданий (машинное оборудование и т.п.);
- станки и оборудование на рабочих местах производственного предприятия;
- санитарное оснащение зданий (водопроводные сети, сети для распределения теплой воды, водопроводные краны, смывные краны туалетов, душевые и т.п.);
- бытовые приборы (холодильники, пылесосы, миксеры, стиральные машины, одиночные агрегаты отопления этажей и др.);
- аппаратура для воспроизведения музыки, радиоприемники и телевизоры, музыкальные инструменты.

Общая реакция населения на шумовое воздействие - чувство раздражения. Отрицательно воздействующий звук способен вызвать раздражение, переходящее в психоэмоциональный стресс, который может привести к психическим и физическим патологическим изменениям в организме человека.

Неблагоприятное воздействие на слух оказывается в тех случаях, когда человек подвергается действию шума, как на производстве, так и дома.

Снижение шума в источнике его возникновения является действенным и самым эффективным путем борьбы с ним. Поэтому мероприятия по снижению шума должны проводиться в процессе проектирования зданий и сооружений и конструирования машин и оборудования.

Большое значение имеет использование рациональных планировочных приемов градостроительства, обоснованное решение объемно-пространственной композиции жилой территории, учет особенностей рельефа местности и т.д.

За счет использования конфигурации местности можно достичь большого эффекта в защите от шума при относительно невысоких затратах.

Для снижения уровня шума необходимо соблюдать следующие принципы:

- вблизи источников шума размещать малоэтажные здания;
- строить шумозащитные конструкции (экраны);
- группировать жилые объекты в закрытые или полузакрытые кварталы;
- здания, не требующие защиты от шума (склады, гаражи, некоторые мастерские и т.д.), использовать в качестве барьеров, ограничивающих распространение шума.

Экранирующие объекты, используемые для борьбы с шумом, должны располагаться как можно ближе к его источнику, причем большое значение имеют непрерывность таких объектов по всей длине, их высота и ширина. Поверхность противошумовых экранов, обращенная к источнику, должна быть выполнена по возможности из звукопоглощающего материала.

В условиях плотной городской застройки и дефицита свободной территории целесообразно осуществлять строительство специальных шумозащитных (барьерных) зданий-экранов (жилого и нежилого назначения), фронтально размещаемых вдоль магистралей и образующих акустическую тень за этими экранами.

В качестве экранов для защиты от шума кроме протяженных зданий могут использоваться специальные сооружения типа стенок, выемок, насыпей, эстакад и т.п. Экраны, выполненные в виде вертикальной защитной стенки, получили применение в условиях сложившейся застройки, как более компактные по сравнению с остальными типами шумозащитных экранов.

Основными нормативными документами, в соответствии с которыми проводится расчет зон шумового дискомфорта для крупных промышленных предприятий, являются строительные нормы СНиП 23-03—2003 «Защита от шума», СП 23-103—2003 «Проектирование звукоизоляции ограждающих конструкций жилых и общественных зданий».

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по причинам воздействия, ухудшающих окружающую среду, за последние три года не выдавалось.

3.2.3.Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы.

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах), установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2020 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

1.Финансовые результаты деятельности АО «Теплоэнерго» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.2.33.

Таблица 3.2.33 - Финансовые результаты деятельности АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Показатели	АО «Теплоэнерго»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	12 202 300	12 136 700
2.	Себестоимость продаж	10 795 700	10 270 700
3.	Валовая прибыль (убыток)	1 406 600	1 866 000
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	1 406 600	1 866 000
6.	Прочие внереализационные доходы	1 003 828	1 787 879
7.	Прочие внереализационные расходы	1 600 141	2 521 725
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	810 287	1 132 154
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	200 425	292 999
10.	Чистая прибыль (убыток)	609 862	839 155
11.	Дебиторская задолженность, всего	2 386 300	2 607 360

По данным бухгалтерской отчетности, представленной АО «Теплоэнерго» фактический финансовый результат в целом по предприятию за 2020 г. – прибыль в размере 609 862 тыс. руб. (за 2019 год – прибыль 839 155 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков по состоянию на 31.12.2020 составила 2 386,3 млн. руб., на 31.12.2019 – 2 607,36 млн. руб.

2.Финансовые результаты деятельности ООО «Теплосети» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.2.34.

Таблица 3.2.34 - Финансовые результаты деятельности ООО «Теплосети»

№ п/п	Показатели	ООО «Теплосети»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	1 404 280	1 326 360
2.	Себестоимость продаж	1 420 460	1 425 180
3.	Валовая прибыль (убыток)	-16 180	-98 820
4.	Коммерческие и управленческие расходы	93 788	107 256
5.	Прибыль (убыток) от продаж	-109 968	-206 076
6.	Прочие внереализационные доходы	19 368	34 159

№ п/п	Показатели	ООО «Теплосети»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
7.	Прочие внереализационные расходы	76 622	29 155
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	-167 222	-201 072
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	-32 030	-38 806
10.	Чистая прибыль (убыток)	-135 192	-162 266
11.	Дебиторская задолженность, всего	389 787	376 953

По данным бухгалтерской отчетности, представленной ООО «Теплосети» фактический финансовый результат в целом по предприятию за 2020 г. – убыток в размере 135 192 тыс. руб. (за 2019 год – убыток 162 266 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков по состоянию на 31.12.2020 составила 389 787 тыс. руб., на 31.12.2019 – 376 953 тыс. руб.

3.Финансовые результаты деятельности ООО «Автозаводская ТЭЦ» за 2019 – 2021 гг. представлены в табл. 3.2.35.

Таблица 3.2.35 - Финансовые результаты деятельности ООО «Автозаводская ТЭЦ»

№ п/п	Показатели	АО «ЕвроСибЭнерго» (ООО «Автозаводская ТЭЦ»)		
		В целом по предприятию		
		2021	2020	2019
1.	Выручка	10 223 400	8 858 860	8 856 960
2.	Себестоимость продаж	7 528 500	6 692 880	6 317 490
3.	Валовая прибыль (убыток)	2 694 940	2 165 980	2 539 470
4.	Коммерческие и управленческие расходы	2 266 017	2 038 614	1 935 228
5.	Прибыль (убыток) от продаж	428 923	127 366	604 242
6.	Прочие внереализационные доходы	634 436	524 139	820 360
7.	Прочие внереализационные расходы	529 681	701 648	941 130
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	533 678	-50 143	483 472
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	110 659	-12 029	98 981
10.	Чистая прибыль (убыток)	423 019	-38 114	384 491
11.	Дебиторская задолженность, всего	2 839 210	2 553 740	2 267 900

По данным бухгалтерской отчетности, представленной ООО «Автозаводская ТЭЦ» фактический финансовый результат в целом по предприятию за 2021 г. – прибыль в размере 423 019 тыс. руб. (за 2020 г. – убыток 38 114 тыс. руб., за 2019 год – убыток 38 491 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков по состоянию на 31.12.2021 составила 2 839 210 тыс. руб., на 31.12.2020 - 2 553 740 тыс. руб., на 31.12.2019 – 2 267 900 тыс. руб.

4.Финансовые результаты деятельности ООО «Генерация тепла» за 2019 – 2021 гг. представлены в табл. 3.2.36.

Таблица 3.2.36 - Финансовые результаты деятельности ООО «Генерация тепла»

№ п/п	Показатели	ООО «Генерация тепла»		
		В целом по предприятию		
		2021	2020	2019
1.	Выручка	577 137	520 729	490 910
2.	Себестоимость продаж	493 859	430 731	409 249

3.	Валовая прибыль (убыток)	83 278	89 998	81 661
4.	Коммерческие и управленческие расходы	19 957	19 928	17 488
5.	Прибыль (убыток) от продаж	63 321	70 070	64 173
6.	Прочие внереализационные доходы	24 827	18 989	65 464
7.	Прочие внереализационные расходы	2 335	2 623	43 247
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	85 813	86 436	86 390
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	17 508	17 589	17 672
10.	Чистая прибыль (убыток)	68 305	68 847	68 718
11.	Дебиторская задолженность, всего	218 533	187 165	141 281

По данным бухгалтерской отчетности, представленной ООО «Генерация тепла» фактический финансовый результат в целом по предприятию за 2021 г. – прибыль в размере 68 305 тыс. руб. (за 2020 г. – прибыль в размере 68 847 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 68 718тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков по состоянию на 31.12.2021 составила 218 533 тыс. руб., 31.12.2020 - 187 165 тыс. руб., на 31.12.2019 – 141 281 тыс. руб.

5.Финансовые результаты деятельности ООО «Нижновтеплоэнерго» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.2.37.

Таблица 3.2.37 - Финансовые результаты деятельности ООО «Нижновтеплоэнерго»

№ п/п	Показатели	ООО «Нижновтеплоэнерго»		
		В целом по предприятию		
		2021	2020	2019
1.	Выручка	885 503	853 486	888 862
2.	Себестоимость продаж	748 177	718 943	759 305
3.	Валовая прибыль (убыток)	137 326	134 543	129 557
4.	Коммерческие и управленческие расходы	68 428	73 341	73 280
5.	Прибыль (убыток) от продаж	68 898	61 202	56 277
6.	Прочие внереализационные доходы	22 914	22 134	207 674
7.	Прочие внереализационные расходы	35 322	27 175	226 699
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	56 490	56 161	37 252
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	12 121	11 468	7 640
10.	Чистая прибыль (убыток)	44 369	44 693	29 612
11.	Дебиторская задолженность, всего	144 321	140 339	174 136

По данным бухгалтерской отчетности, представленной ООО «Нижновтеплоэнерго» фактический финансовый результат в целом по предприятию за 2021 г. – прибыль в размере 44 369 тыс. руб. (за 2020 г. – прибыль в размере 44 693 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 29 612 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков по состоянию на 31.12.2021 составила 144 321 тыс. руб., на 31.12.2020 - 140 339 тыс. руб., на 31.12.2019 – 174 136 тыс. руб.

6.Финансовые результаты деятельности Нижегородского филиала ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ) и АО «ЭСК» за 2019 – 2020 гг. представлены в разделе 3.1.3. Обосновывающих материалов.

Величина действующих тарифов.

Структура цен (тарифов) в сфере теплоснабжения городского округа город Нижний Новгород состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на тепловую энергию, платы за подключение к системе теплоснабжения, платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, тарифов на тепловую энергию (мощность) на коллекторах котельных, тарифов на услуги по передаче тепловой энергии через тепловые сети организаций теплоснабжения.

Основными теплогенерирующими организациями, обеспечивающими тепловой энергией системы теплоснабжения жилищно-коммунального сектора города Нижнего Новгорода, являются: АО «Теплоэнерго»; АО «ЕвроСибЭнерго» (ООО «Автозаводская ТЭЦ»); Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ); ООО «Генерация тепла»; ООО «Нижновтеплоэнерго»; АО «ЭСК».

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/68 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Теплоэнерго» представлена в табл. 3.2.38.

Таблица 3.2.38 - Утвержденные тарифы на тепловую энергию для АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТЕПЛОЭНЕРГО», г. Нижний Новгород	**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**			
1.1.		двухставочный			
1.1.1.		ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	2018	852,62	881,24
1.1.2.			2019	881,24	893,58
1.1.3.			2020	893,58	920,38
1.1.4.			2021	920,38	947,99
1.1.5.			2022	947,99	989,70
1.2.1.		ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.	2018	267,04	277,46
1.2.2.			2019	277,46	285,94
1.2.3.			2020	285,94	266,27
1.2.4.			2021	266,27	267,13
1.2.5.			2022	267,13	271,35
2.		**Население (тарифы указаны с учетом НДС)**			
2.1.		двухставочный			
2.1.1.		ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	2018	1006,09	1039,86
2.1.2.			2019	1057,49	1072,30
2.1.3.			2020	1072,30	1104,46
2.1.4.			2021	1104,46	1137,59
2.1.5.			2022	1137,59	1187,64
2.2.1.		ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.	2018	315,11	327,40
2.2.2.			2019	332,95	343,13
2.2.3.			2020	343,13	319,52
2.2.4.			2021	319,52	320,56
2.2.5.			2022	320,56	325,62

Плата за услуги акционерного общества «Теплоэнерго», г. Нижний Новгород, по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей, установленная Решением РСТ Нижегородской области № 66/16 от 19.12.2017 (с изм.№ 56/69 от 16.12.2021) отражена в таблице 3.2.39.

Таблица 3.2.39 - Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей

Наименование показателя	Период регулирования	
плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/час в мес.	2020 год	
	С 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
	285,94	266,27

	2021 год	
	с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
	266,27	267,13
	2022 год	
	с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
	267,13	271,35

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/58 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Нижновтеплоэнерго» представлена в табл. 3.2.40. – 3.2.41.

Таблица 3.2.40 - Утвержденные тарифы на тепловую энергию для ООО «Нижновтеплоэнерго»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НИЖНОВТЕПЛОЭНЕРГО» (ИНН 5257079570), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**			
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2019	1944,52	1985,35
1.2.			2020	1985,35	2044,91
1.3.			2021	2044,91	2085,40
1.4.			2022	2085,40	2114,51
1.5.			2023	2114,51	2195,57
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.6.		одноставочный, руб./Гкал	2019	2333,42	2382,42
1.7.			2020	2382,42	2453,89
1.8.			2021	2453,89	2502,48
1.9.			2022	2502,48	2537,41
1.10.			2023	2537,41	2634,68

Таблица 3.2.41 - Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для ООО «Нижновтеплоэнерго»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/час в мес.									
		с 1 января по 30 июня 2019 г.	с 1 июля по 31 декабря 2019 г.	с 1 января по 30 июня 2020 г.	с 1 июля по 31 декабря 2020 г.	с 1 января по 30 июня 2021 г.	с 1 июля по 31 декабря 2021 г.	с 1 января по 30 июня 2022 г.	с 1 июля по 31 декабря 2022 г.	с 1 января по 30 июня 2023 г.	с 1 июля по 31 декабря 2023 г.
1.	ООО «НИЖНОВТЕПЛОЭНЕРГО» (ИНН 5257079570), г. Нижний Новгород	150,25	151,76	151,76	155,19	137,63	137,63	131,41	131,41	131,41	134,09

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/7 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Генерация тепла» представлена в табл. 3.2.42. – 3.2.44.

Таблица 3.2.42 - Утвержденные тарифы на тепловую энергию для ООО «Генерация тепла»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА»	**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**			
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	2334,68	2381,37

1.2.	(ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород		2022	2381,37	2476,63
1.3.			2023	2476,63	2575,69
1.4.			2024	2575,69	2674,22
1.5.			2025	2674,22	2752,91
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.6.		одноставочный, руб./Гкал	2021	-	-
1.7.			2022	-	-
1.8.			2023	-	-
1.9.			2024	-	-
1.10.			2025	-	-

Таблица 3.2.43 - Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах котельной по ул. Новикова-Прибоя, д. 18, г. Нижний Новгород, поставляемую ООО «Генерация тепла» потребителям г. Нижнего Новгорода

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород	одноставочный, руб./Гкал	2021	1303,72	1329,88
2.			2022	1329,88	1383,08
3.			2023	1383,08	1437,68
4.			2024	1437,68	1490,82
5.			2025	1490,82	1538,48
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
6.		одноставочный, руб./Гкал	2021	-	-
7.			2022	-	-
8.			2023	-	-
9.			2024	-	-
10.			2025	-	-

Таблица 3.2.44 - Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии через тепловые сети ООО «Генерация тепла»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	
				С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**			
1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	258,25	263,67
2.			2022	263,67	274,22
3.			2023	274,22	276,62
4.			2024	276,62	287,69
5.			2025	287,69	290,08

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/63 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «ЭСК» представлена в табл. 3.2.45.

Таблица 3.2.45 - Утвержденные тарифы на тепловую энергию для АО «ЭСК»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» (ИНН 5262054490), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**			
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2019	2032,59	2235,95
1.2.			2020	2235,95	2290,40
1.3.			2021	2290,40	2338,95
1.4.			2022	2338,95	2433,10

1.5.			2023	2433,10	2477,91
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.6.		одноставочный, руб./Гкал	2019	-	-
1.7.			2020	-	-
1.8.			2021	-	-
1.9.			2022	-	-
1.10.			2023	-	-

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/9 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Автозаводская ТЭЦ» представлена в табл. 3.2.46. – 3.2.48.

Таблица 3.2.46 - Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «Автозаводская ТЭЦ» потребителям г. Нижнего Новгорода

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, подключенных к тепловым сетям на район**			
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	1851,32	1873,54
1.2.			2022	1873,54	1916,63
1.3.			2023	1916,63	1993,30
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	2221,58	2248,25
1.5.			2022	2248,25	2299,96
1.6.			2023	2299,96	2391,96
2.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, подключенных к тепловым сетям ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЕПЛОСЕТИ» (ИНН 5256112714), г. Нижний Новгород**			
2.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	1300,51	1352,53
2.2.			2022	1352,53	1412,04
2.3.			2023	1412,04	1468,52
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
2.4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	-	-
2.5.			2022	-	-
2.6.			2023	-	-
3.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, подключенных к тепловым сетям от котельных ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород, и АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» (ИНН 5262054490), г. Нижний Новгород**			
3.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	2127,81	2153,34
3.2.			2022	2153,34	2209,33
3.3.			2023	2209,33	2297,70
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
3.4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	2553,37	2584,01
3.5.			2022	2584,01	2651,20
3.6.			2023	2651,20	2757,24
4.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, подключенным к коллекторам котельной по ул. Новикова-Прибоя, д. 18, г. Нижний Новгород ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород**			
4.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	1303,72	1355,87
4.2.			2022	1355,87	1415,53
4.3.			2023	1415,53	1472,15
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
4.4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	-	-
4.5.			2022	-	-
4.6.			2023	-	-

Таблица 3.2.47 - Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах Автозаводской ТЭЦ, поставляемую ООО «Автозаводская ТЭЦ» потребителям г. Нижнего Новгорода

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	одноставочный, руб./Гкал	2021	1035,93	1048,36
2.			2022	1048,36	1090,29
3.			2023	1090,29	1133,91
		Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	-	-
5.			2022	-	-
6.			2023	-	-

Таблица 3.2.48 - Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «Автозаводская ТЭЦ» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород	**От источников теплоснабжения: коллектора Автозаводской ТЭЦ, г. Нижний Новгород, коллектора котельной по пр-ту Ленина, д. 88, г. Нижний Новгород**			
1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	1035,93	1048,36
2.			2022	1048,36	1090,29
3.			2023	1090,29	1133,91
		От источников теплоснабжения и тепловых сетей на район ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЕПЛОСЕТИ» (ИНН 5256112714), г. Нижний Новгород			
4.		одноставочный, руб./Гкал	2021	1851,32	1873,54
5.			2022	1873,54	1916,63
6.			2023	1916,63	1993,30

Величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/10 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Автозаводская ТЭЦ» представлена в табл. 3.2.49.

Таблица 3.2.49 - Величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности ООО «Автозаводская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/час в мес.		
		2021 год	2022 год	2023 год

1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АВТОЗАВОДСКАЯ ТЭЦ» (ИНН 5256049357), г. Нижний Новгород			
1.1.	С использованием мощности источника тепловой энергии Автозаводская ТЭЦ, котельных и мощности тепловых сетей на район	233,78	229,13	233,41
1.2.	С использованием мощности источника тепловой энергии Автозаводская ТЭЦ, котельных и мощности тепловых сетей ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЕПЛОСЕТИ» (ИНН 5256112714), г. Нижний Новгород	37,85	37,75	39,08
1.3.	С использованием мощности источников тепловой энергии и тепловых сетей ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород, и АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» (ИНН 5262054490), г. Нижний Новгород	189,65	142,57	148,39
1.4.	С использованием мощности источников тепловой энергии по ул. Новикова-Прибоя, д. 18, г. Нижний Новгород ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА» (ИНН 5258103070), г. Нижний Новгород	136,46	267,88	274,56

Величина тарифов на услуги по передаче тепловой энергии через тепловые сети ООО «Теплосети», установленная Решением от 20.12.2021 № 58/8 Региональной службы по тарифам Нижегородской области представлена в табл. 3.2.50.

Таблица 3.2.50 - Величина тарифов на услуги по передаче тепловой энергии через тепловые сети ООО «Теплосети»

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя			
				Вода		Пар	
				с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря	с 1 января по 30 июня	с 1 июля по 31 декабря
1.	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЕПЛОСЕТИ» (ИНН 5256112714), г. Нижний Новгород	**Для потребителей, подключенных к тепловым сетям на район**					
1.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	695,14	722,26	-	-
1.2.			2022	722,26	754,04	-	-
1.3.			2023	754,04	784,20	-	-
1.4.			2024	784,20	814,86	-	-
1.5.			2025	814,86	841,29	-	-
2.		**Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения**					
2.1.		одноставочный, руб./Гкал	2021	112,32	121,31	157,32	169,91
2.2.			2022	121,31	128,59	169,91	180,10
2.3.			2023	128,59	129,06	180,10	180,77
2.4.			2024	129,06	133,56	180,77	187,07
2.5.			2025	133,56	138,39	187,07	193,83

Величина тарифов на теплоноситель для Нижегородского филиала ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ), установленная Решением от 16.12.2021 № 56/76 Региональной службы представлена в табл. 3.2.51.

Таблица 3.2.51 - Величина тарифов на теплоноситель для Нижегородского филиала ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ)

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Вид теплоносителя	
			вода	
			с 1 января по 30 с 1 июня 2022 г.	июля по 31 декабря 2022 г.
Тариф на теплоноситель, поставляемый ПУБЛИЧНЫМ АКЦИОНЕРНЫМ ОБЩЕСТВОМ «Т ПЛЮС» (ИНН 6315376946), автодорога Балтия, городской округ Красногорск Московской области, владеющим источником тепловой энергии, на котором производится теплоноситель (Сормовская ТЭЦ)				
1.	ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «Т ПЛЮС»	одноставочный, руб./м^3	49,44	49,92

	(ИНН 6315376946), автодорога Балтия, городской округ Красногорск Московской области			

Величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/75 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для Нижегородского филиала ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ) представлена в табл. 3.2.52.

Таблица 3.2.52 - Величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для Нижегородского филиала ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ)

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/час в мес.				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1.	ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «Т ПЛЮС» (ИНН 6315376946), автодорога Балтия, городской округ Красногорск Московской области					
1.1.	С использованием мощности источника тепловой энергии Сормовская ТЭЦ	68,10	76,85	82,02	91,66	92,47

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города Нижнего Новгорода представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспортировку до потребителя.

Величина тарифов в сфере теплоснабжения для потребителей городского округа город Нижний Новгород, устанавливается Региональной службы по тарифам Нижегородской области для более чем 40 организаций ежегодно.

Информация о тарифах на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода, утвержденную для юридических лиц решениями Региональной службы по тарифам Нижегородской области отражена на сайте http://tdb.regportal-tariff.ru

Анализ структуры платы граждан за тепловую энергию.

Структура платы граждан за тепловую энергию состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на тепловую энергию и платы за подключение к системе теплоснабжения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения.

Плата за подключение устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки исходя из необходимости компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя (включая проектирование), а также налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, установленная решениями Региональной службы по тарифам Нижегородской области отражена в таблице 3.2.53.

Таблица 3.2.53 - Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6
	АО «Теплоэнерго»				
	Источник: решение РСТ Нижегородской области				№ 40/2 от 02.11.2021
1	Составляющие платы за подключение объектов заявителей, в том чнсле:				
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (ПП)	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	95,30
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	5 398,73
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	-
	Налог на прибыль	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	1 350,85
	Источник: решение РСТ Нижегородской области		№ 61/2 от 17.12.2019	№ 46/6 от 24.11.2020	
2	*Для объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 1,5 Гкал/ч*				
	Подземная прокладка, в том числе:	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	-
	канальная прокладка	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	-
	50-250 мм	тыс.руб./Гкал/ч	7 790,01	7 850,22	8 151,70
3	*Для объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч*				
	Подземная прокладка, в том числе:	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	-
	канальная прокладка	тыс.руб./Гкал/ч	-	-	-
	50-250 мм	тыс.руб./Гкал/ч	7 454,27	5 244,76	-
	ООО «Генерация тепла»				
	Источник: решение РСТ Нижегородской области			№ 17/2 от 04.06.2021	
	Для объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 1,5 Гкал/ч				
	Плата за подключение объектов заявителей, в том числе:				
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (ПП)	тыс.руб./Гкал/ч		46,58	-
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч		-	-
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловьтх сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч		-	-
	Налог на прибыль	тыс.руб./Гкал/ч		-	-
	ООО «Теплосети»				

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6
	Источник: решение РСТ Нижегородской области		№ 61/3 от 17.12.2019		
	Для объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 1,5 Гкал/ч				
	Подземная прокладка	тыс.руб./ Гкал/ч	8 552,25	-	7 807,00
	ПАО «Т-Плюс»				от 02.11.2021 № 40/5
	Плата за подключение объектов заявителей, в том числе:				
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	тыс.руб./Гкал/ч			98,79
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловьт сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч			3 132,40
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловьтх сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1)	тыс.руб./Гкал/ч			-
	Налог на прибыль	тыс.руб./Гкал/ч			-

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения к системе теплоснабжения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры.

Информация о размере платы за подключение к системе теплоснабжения устанавливаемую в индивидуальном порядке, отражена на сайте http://tdb.regportal-tariff.ru

3.3. Характеристика состояния и проблем в системе газоснабжения.

3.3.1. Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями, а также с потребителями

Газоснабжение потребителей городского округа город Нижний Новгород обеспечивается через систему магистральных газопроводов и газораспределительных сетей, эксплуатируемых в основном ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» входит в состав группы «Газпром», вертикально интегрированной энергетической компании, в качестве 100-процентного дочернего общества. Предприятие занимает третье место в ПАО «Газпром» по протяженности эксплуатируемых газопроводов и четвертое по объемам транспортируемого природного газа. Общество транспортирует природный газ в 15 регионах Центрального и Приволжского федеральных округов России. Газотранспортная система включает в себя более 13 тысяч километров магистральных газопроводов, по которым перекачивается ежегодно до 200 млрд кубометров газа.

ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» - газораспределительная организация, входящая в группу компаний «Газпром газораспределение», находящуюся под управлением ООО «Газпром межрегионгаз».

Газ поступает потребителю Нижегородской области через 99 газораспределительных станций, 1726 газорегуляторных пунктов и 4 145 ШРП. Протяженность наружных газопроводов, обслуживаемых компанией, составила свыше 24 864,65 км. По расположению относительно земли 15153,97 км – это подземные газопроводы, в том числе 24,6 км – подводные. 9710,68 км – надземные газопроводы. Около 40% всех подземных газопроводов (6374,69 км) полиэтиленовые.

В Нижегородской области природный газ присутствует в 46 из 52 муниципальных районов и муниципальных, городских округов Нижегородской области, уровень газификации населения Нижегородской области природным и сжиженным газом в соответствии с паспортом газового хозяйства по состоянию на 1 января 2021 г. составляет 82,25% (в том числе природным газом – 82,25%, СУГ – 0 %). В соответствии с текущими топливно-энергетическим балансами регионов уровень газификации населения природным газом в 2022 году составит 82,7%, потенциальный уровень газификации Нижегородской области в 2023 году оценивается 83,4 %, в 2024 году – в 84,1%, в 2025 году – 84,8%.

АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» является региональным представителем ООО «Газпром межрегионгаз» в Нижегородской области (ООО «Газпром межрегионгаз» – дочернее предприятие ПАО «Газпром» по реализации газа). АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» отвечает за оптовые поставки природного газа в Нижегородскую область. Главная задача Компании – бесперебойное и безаварийное обеспечение населения и предприятий области природным газом в необходимом количестве. Кроме того, АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» осуществляет реализацию газа населению, ведет абонентскую базу данных и занимается сбором денежных средств за поставленный природный газ. Для этих целей была зарегистрирована дочерняя организация ООО «НижегородЭнергоГазРасчет».

ООО «НижегородЭнергоГазРасчет» организация, оказывающая поставщику газа на территории Нижегородской области АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» по договору комплекс расчетно-аналитических услуг, связанных с предоставлением коммунальной услуги газоснабжения населению. Основные направления компании:

• обеспечивать потребление газа населением в нормативно-правовых рамках;
• формировать культуру безопасного потребления газа
• осуществлять контроль платежной дисциплины;
• способствовать улучшению сервиса платежей.

Работу с населением по обслуживанию более 1 миллиона лицевых счетов ведет 49 абонентских пунктов в Нижегородской области, объединенных в 12 Абонентских служб.

По состоянию на 1 февраля 2022 года газифицированы все населенные пункты в составе городского округа город Нижний Новгород, за исключением сельского поселка Луч Приокского района.

В систему газоснабжения городского округа город Нижний Новгород входят:
-магистральные газопроводы;
-компрессорные станции;
-газораспределительные станции (ГРС);
-наружные газораспределительные сети;
-единицы газорегуляторных пунктов, установок.

В соответствии с компетенцией ПАО «Газпром»:

Газотранспортными магистралями, обеспечивающими подачу природного газа в центральные, южные и северные районы Нижегородской области, в том числе города Нижний Новгород, являются системы газопроводов:

- «Пермь – Горький 1, 2» Ду 1220 (ввод 1974 год и 1979 год - срок эксплуатации 43 года и 38 лет соответственно);
- «Саратов – Горький» Ду 820 (ввод 1960 год - срок эксплуатации 57 лет).

Из-за технического состояния газопроводов при сложившемся режиме работы снижено разрешенное рабочее давление в газопроводе «Саратов – Горький» до 3,5 МПа (проектное давление – 5,4 МПа), а в газопроводе «Пермь – Горький 1» разрешенное рабочее давление ограничено до 4 Мпа.

Система газоснабжения городского округа город Нижний Новгород – трехступенчатая с подачей газа высокого давления 1 – 2 категории (0,6-1,2 Мпа, 0,3-0,6 Мпа), среднего и низкого (Р<0,005 МПа) давлений после газорегуляторных пунктов (ГРП).

На территории городского округа город Нижний Новгород расположено 919 ГРП и ШРП.

Протяженность наружного газопровода, обслуживаемого ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» на территории городского округа город Нижний Новгород составляет 2 669,95 км, в том числе:

- протяженность распределительных сетей- 1453,28 км;
- протяженность газопроводов – вводов – 1216,67 км.

Объекты газоснабжения, расположенные в городском округе город Нижний Новгород, находятся в собственности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Общая характеристика системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород представлена в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Общая характеристика системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
1.	Количество газонаполнительных станций (ГНС)	Ед.	-	-	-
2.	Производительность ГНС в год	т	-	-	-
3.	Объем реализации сжиженного газа (СУГ) в год, всего, в т.ч.	т	-	-	-
3.1.	Населению для бытовых нужд	т	-	-	-
3.2.	Промышленным предприятиям	т	-	-	-
3.3.	На заправку автотранспорта	т	-	-	-
4.	Протяженность газовых сетей, всего, в т.ч.	км	2598,15	2653,26	2669,95
4.1.	Высокого давления	км	146,98	134,68	136,81
4.2.	Среднего давления	км	444,71	459,25	467,12
4.3.	Низкого давления	км	2006,46	2059,33	2066,02
5.	Внутренние газопроводы	км	4443,61	4445,19	2727,94
6.	Количество ГРП, ШРП, всего	Ед.	980	987	919
6.1.	в т.ч. на балансе предприятия	Ед.	47	47	49
7.	Количество ГНС, ГНП и АГЗС	Ед.	0	0	0
8.	Газифицированные объекты	Ед.	1363	1369	1284
9.	Газифицированные квартиры	Ед.	494596	494168	494140
10.	Количество бытовых газовых счетчиков	Ед.	60890	60995	61102

На территории городского округа город Нижний Новгород используется природный газ:

-как основное топливо в отопительных котельных;

-на приготовление пищи в жилых домах.

Основным потребителем сетевого природного газа в границах городского округа город Нижний Новгород является население.

Сетевым газом в городском округе обеспечены 494 140 квартир и 1 284 объектов.

Уровень газификации жилого фонда, использующего природный газ для приготовления пищи – 100 %.

Схема расположения объектов газоснабжения, используемых для обеспечения населения газом, сформированная в виде графического изображения существующих и планируемых объектов (магистральных газопроводов, газораспределительных станций, станций подземного хранения газа, газонаполнительных станций и пунктов, заводов по производству сжиженного природного газа, установок (пунктов) регазификации сжиженного природного газа, распределительных газопроводов высокого, среднего и низкого давления, пунктов редуцирования газа) в городском округе город Нижний Новгород отражена на рисунке 3.3.1.

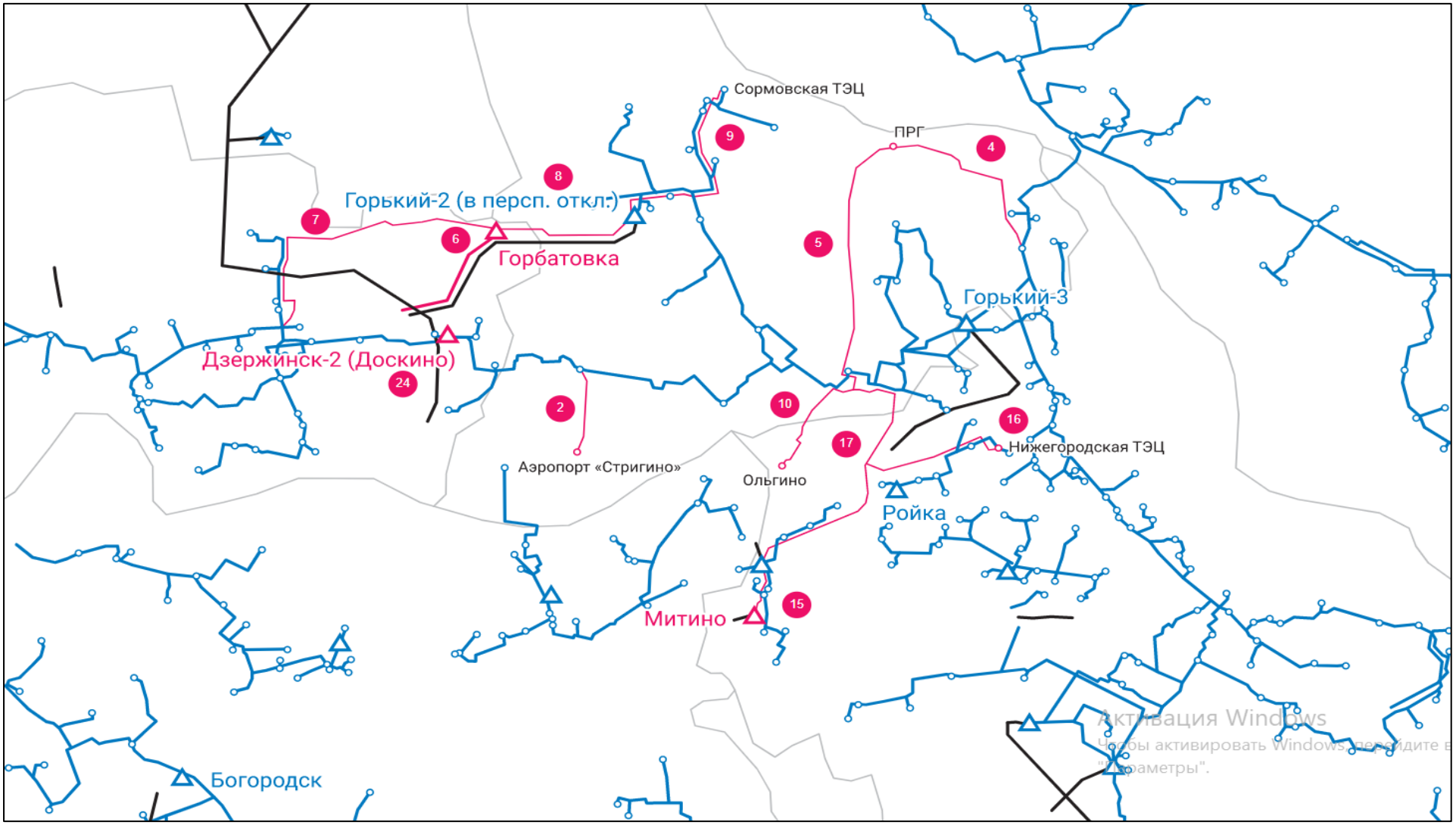


Рисунок 3.3.1 - Схема системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород

Развитие системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород осуществляется в соответствии с Региональной программой газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Нижегородской области на 2022-2032 годы утвержденной постановлением правительства Нижегородской области от 30 декабря 2021 г. № 1247.

На территории Нижегородской области успешно реализуется Программа газификации регионов Российской Федерации, финансируемая АО «Газпром межрегионгаз». Нижегородская область входит в Программу газификации 2021–2025 газораспределительной организации региона (ГРО) — ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

В соответствии с Программой газификации на 2021–2025 в Нижегородской области, на территории городского округа город Нижний Новгород планируются следующие мероприятия (см. рисунок 3.3.1):

2. Газопровод высокого давления к котельной международного аэропорта г. Нижний Новгород

4. Распределительный газопровод высокого давления от ул. Ларина до центра г. Нижний Новгород с установкой ГРПб

5. Распределительный газопровод высокого давления РС-4 до центра г. Нижний Новгород с установкой ГРПб

6. Газопровод – отвод и ГРС «Горбатовка»

7. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до существующих потребителей г. Дзержинск Нижегородской области

8. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до существующих потребителей г. Нижний Новгород

9. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до Сормовской ТЭЦ г. Нижний Новгород

10. Газопровод высокого давления I категории от Сельскохозяйственной Академии (пр-т Гагарина) до д. Ольгино г. Нижний Новгород

15. Реконструкция газопровода-отвода и ГРС «Митино»

16. Газопровод высокого давления от ГРС «Митино» до парогазовой установки с. Федяково Кстовского района Нижегородской области

17. Газопровод высокого давления от ГРС «Митино» до существующих и перспективных потребителей г. Нижний Новгород и Нижегородской области

24. Техническое перевооружение ГРС «Дзержинск-2»

Кроме того, запланирована реконструкция объектов газового хозяйства:

- Закольцовка газопроводов низкого дав ления от ГРП-207 до ГРП-208 по Московскому шоссе в г. Н.Новгород

- Закольцовка газопроводов среднего и низкого давления от ул.40 лет Октября до ул.Горная (в районе стадиона «Радий») с установкой ГРПб в г. Н.Новгород, пос.Дубенки

- Строительство газопровода среднего давления от ул. Минина до ул. Пожарского вдоль Кремлевского бульвара в Нижегородском районе г. Н.Новгород

- Строительство газопровода в пос.Луч. Строительство газопровода среднего давления от деревни Бешенцево до деревни Мордвинцево в Приокском районе г.Нижнего Новгорода.

3.3.2. Анализ существующего технического состояния системы газоснабжения

3.3.2.1.Анализ эффективности и надежности источников газоснабжения.

Технические параметры, остаточный ресурс, ограничения использования мощностей, качество эксплуатации, наладки и ремонтов, системы учета расхода ресурсов и т.п

Технические параметры

Газоснабжение потребителей осуществляется ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Газотранспортными магистралями, обеспечивающими подачу природного газа в центральные, южные и северные районы Нижегородской области, в том числе города Нижний Новгород, являются:

- системы газопроводов - «Пермь – Горький 1, 2» Ду 1220 (ввод 1974 год и 1979 год - срок эксплуатации 43 года и 38 лет соответственно) и- «Саратов – Горький» Ду 820 (ввод 1960 год - срок эксплуатации 57 лет);
- распределительные газопроводы высокого/среднего/низкого давления ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Система газоснабжения городского округа город Нижний Новгород – трехступенчатая с подачей газа высокого давления 1 – 2 категории (0,6-1,2 Мпа, 0,3-0,6 Мпа), среднего и низкого (Р<0,005 МПа) давлений после газорегуляторных пунктов (ГРП).

Газ высокого давлений подается отопительным котельным. Потребителям жилой застройки подается, в основном, газ низкого давления.

Объекты магистральных газовых сетей эксплуатирует ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород»«.

На территории городского округа город Нижний Новгород расположено 99 газораспределительных станций, 1726 газорегуляторных пунктов и 4 145 ШРП.

Сводные параметры системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород отражены в таблице 3.3.1.

Остаточный ресурс

Остаточный срок службы системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород устанавливается на основе оценки технического состояния системы, условий эксплуатации, качества работ по восстановлению работоспособного состояния газопроводов.

Существенных изменений в системе газоснабжении городского округа город Нижний Новгород не предполагается. Модернизация оборудование ПРГ должна осуществляться по мере необходимости.

По данным ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» 748,62 км сетей газоснабжения (или 49% общей протяженности) имеют срок службы от 50 лет и более. (таблица 3.3.2.)

Таблица 3.3.2 – Срок эксплуатации системы газоснабжения

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
1	Протяженность подземных стальных газопроводов, со сроком	**км**	1345,37	1360,71	1369,04
	эксплуатации:				
	до 15 лет	**км**	50,53	50,27	50,1
	от 15 до 30 лет	**км**	87,85	83,93	81,05

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
	от 30 до 35 лет	**км**	92,83	75,31	64,37
	от 35 до 39 лет	**км**	118,18	109,11	105,09
	39 лет	**км**	27,41	33,09	25,12
	40 лет	**км**	21,22	29,25	33,09
	от 41 до 50 лет	**км**	278,05	265,15	261,6
	от 50 до 60 лет	**км**	622,87	617,54	576,79
	свыше 60 лет	**км**	46,43	97,06	171,83
2	Протяженность внутренних газопроводов, всего	**км**	4443,61	4445,19	2727,94
	требующих замены	**км**	0	0	0
	со сроком эксплуатации 30 и более лет	**км**	2271,35	2286,81	2296,57

Ограничения использования мощностей

На момент разработки Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Нижний Новгород в городском округе ограничения использования мощностей отсутствуют.

Качество эксплуатации, наладки и ремонтов

Работоспособность и безопасность эксплуатации газораспределительных систем поддерживаются путем проведения технического обслуживания и ремонта в соответствии с эксплуатационной документацией, Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления, Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации, техническими регламентами, государственными отраслевыми стандартами, согласованными и утвержденными Ростехнадзором России и другими нормативно-техническими документам.

Для обеспечения бесперебойной и безаварийной подачи газа потребителям в 2021 году в соответствии с заключенными договорами проводилось техническое обслуживание наружных газопроводов и сооружений на них, внутренних газопроводов, газового оборудования, котельных, коммунально-бытовых объектов и жилых домов в соответствии с требованиями закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», утвержденными сроками и видами обслуживания. Проводилась подготовка персонала к работе на новых видах оборудования, систематически через средства массовой информации проводилась пропаганда среди населения безопасного пользования газом.

Показатели технического обслуживания и ремонта объектов системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» отражены в Таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3– Показатели технического обслуживания и ремонта объектов системы газоснабжения

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	Количество		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
1.	Приборное обследование газопроводов	км	-	-	-
2.	Обнаружено и установлено мест повреждений	ед.	-	-	-
3.	Капитальный ремонт ГРП, ГРПБ, ШРП	ед.	-	-	-
4.	Текущий ремонт ГРП, ГРПБ, ШРП	ед.	-	-	-
5.	Техническое обслуживание запорной арматуры на распределительных газопроводах	ед.	-	-	-
6.	Диагностирование газопровода	км	929,26	962,73	977,16
7.	Диагностирование пунктов редуцирования газа	ед.	173	179	187

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	Количество		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
8.	Замена линейной части газопроводов	км	-	-	-
9.	Реконструкция пунктов редуцирования газа	ед.	-	-	-

Ежегодно проводится экспертиза промышленной безопасности с целью определения дальнейшего срока эксплуатации.

Системы учета ресурсов

АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород» проведен комплекс мероприятий по созданию Единого информационного пространства «Поставщик – Потребитель» в Нижегородской области.

Основными преимуществами для Потребителей газа при эксплуатации ЕИП «Поставщик – Потребитель» являются:

- Автоматизированная передача часовой и суточной информации с узла учета газа (далее - УУГ) в Оперативно-диспетчерскую службу Общества.
- Отсутствие необходимости в регулярной (ежесуточной, ежедекадной) передаче данных о газопотреблении по телефону и на бумажном носителе лично при посещении отделения режимов газоснабжения Общества.
- Возможность обеспечения контроля режимов газопотребления в реальном времени.
- Ежесуточный контроль нештатных ситуаций на УУГ, с целью исключения максимальных штрафных начислений для Потребителей.
- Единый производитель аппаратуры дистанционной передачи данных и соответствующего программного обеспечения для всех категорий потребителей. Высокое качество и гарантии.

Внедрение ЕИП «Поставщик – Потребитель» подразумевает оснащение всех измерительных комплексов объема газа, используемых для организации учета, автоматическими расходомерами и средствами телеметрии для передачи информации на «верхний уровень»: диспетчерские пункты региональной компаний по реализации газа, ЦПДУ ООО «Газпром межрегионгаз» и ЦПДД ПАО «Газпром».

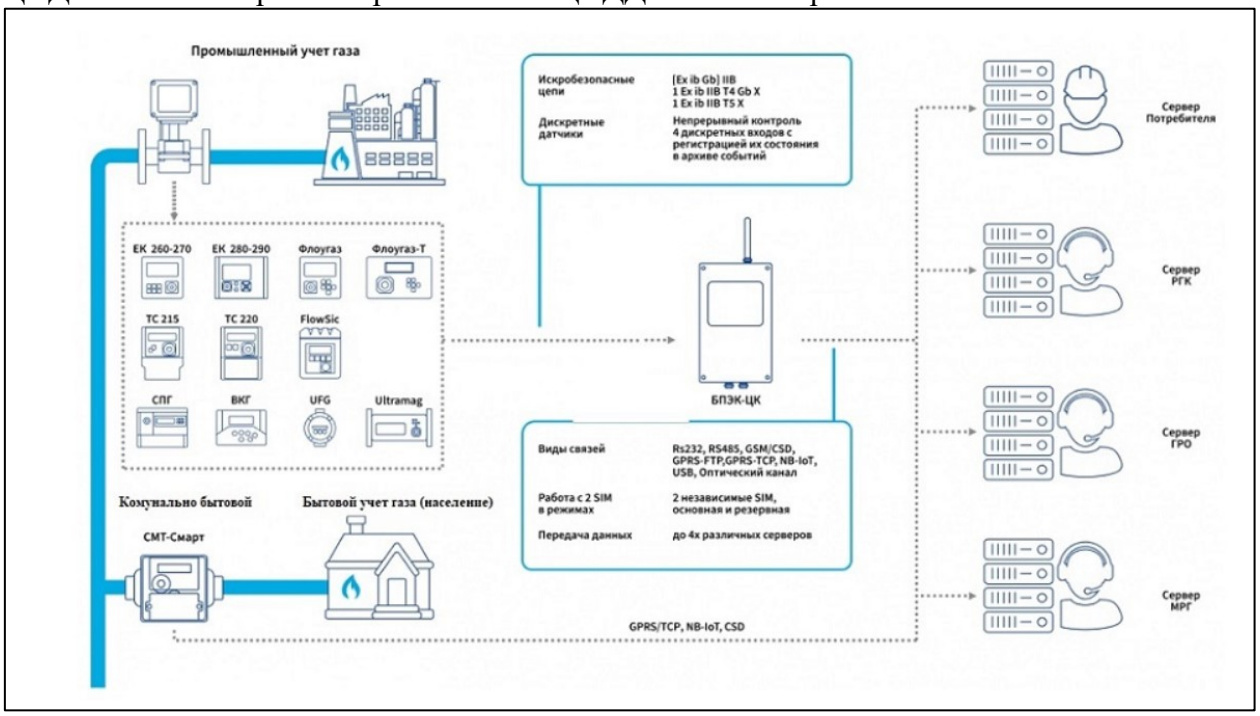


Рисунок 3.3.2 – Схема функционирования Единого информационного пространства «Поставщик – Потребитель»

Уровень газификации жилого фонда, использующего природный газ для приготовления пищи – 100 %.

Расход ресурсов

Расход ресурсов включает в себя потребление на цели газоснабжения котельных для теплоснабжения, на нужды населения, а также потребление газа для предприятий и организаций (табл. 3.3.4).

Фактические показатели объемов реализации в открытых источниках не размещаются, газо-распределяющей организацией не представлены.

Объемы реализуемого природного газа определены расчетным путем на основании фактических показателей удельного расхода природного газа в многоквартирных домах и удельная величина потребления газа муниципальными бюджетными учреждениями. Объем реализации прочим юридическим лицам установлен на уровне фактического показателя доли в общем объеме реализации – 75,9% ежегодно.

Таблица 3.3.4 - Объемы потребления газа за 2019-2021 гг.

№ п/п	Статья баланса	ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1.	Объем реализуемого природного газа - всего	млн куб. м	669,631	790,564	782,404
	прирост относительный	%	-17,81	18,06	-1,03
	прирост абсолютный	млн куб. м	-145,14	120,93	-8,16
	В том числе:				
1.1.	население	млн куб. м	137,071	161,861	160,187
	прирост относительный	%	-17,83	18,09	-1,03
	прирост абсолютный	млн куб. м	-29,74	24,79	-1,67
1.2.	юридические лица, из них:	млн куб. м	532,560	628,703	622,217
	прирост относительный	%	-17,81	18,05	-1,03
	прирост абсолютный	млн куб. м	-115,40	96,14	-6,49
	Из них:				
1.2.1.	бюджетные	млн куб. м	0,992	0,998	1,002
	прирост относительный	%	-5,28	0,64	0,41
	прирост абсолютный	млн куб. м	-0,06	0,01	0,00
2.1.1.	прочие организации	млн куб. м	531,568	627,705	621,214
	прирост относительный	%	-17,83	18,09	-98,02
	прирост абсолютный	млн куб. м	-115,341	96,136	-6,49
3.	потери	млн куб. м	0,000	0,000	0,000
	прирост относительный	%	0	0	0
	прирост абсолютный	млн куб. м	0,000	0,000	0,000
4.	Отпущено на собственные и технологические нужды	млн куб. м	0,000	0,000	0,000
	прирост относительный	%	0,00	0,00	0,00
	прирост абсолютный	млн куб. м	0,00	0,00	0,00
5	численность населения	человек	1271767	1263650	1253030
6	Удельный расход природного газа в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя)	куб. метров на 1 проживающего	107,780	128,090	127,840
7	Удельная величина потребления энергетических ресурсов муниципальными бюджетными учреждениями:	куб. метров на 1 человека населения	0,780	0,790	0,800

Объем транспортировки газа потребителям (населению и бюджетным организациям) за 2021 год составил 782,404 млн. куб. м., за 2020 год – 790,564 млн. куб. м., что на 8,16 млн. куб.м. меньше, чем в 2020 году, что связано со снижением численности населения.

Имеющиеся проблемы и направления их решения

На момент разработки Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Нижний Новгород в эффективности и надёжности сетей системы газоснабжения имеются следующие проблемы:

- высокий уровень износа системы газопроводов - «Пермь – Горький 1, 2» Ду 1220 (ввод 1974 год и 1979 год - срок эксплуатации 43 года и 38 лет соответственно) и «Саратов – Горький» Ду 820 (ввод 1960 год - срок эксплуатации 57 лет);
- на территории городского округа город Нижний Новгород не газифицирован один населенный пункт - сельский поселок Луч Приокского района.

Пути решения данной проблемы:

- производить диагностирование сетей газораспределения с истекшим сроком эксплуатации с целью определения возможности их дальнейшей работы;
- при необходимости производить плановую замену участков газопроводов со сроками эксплуатации, близкими к величине нормативного срока;
- при необходимости производить внеплановую замену участков газопроводов с повышенной аварийностью и ненадлежащим техническим состоянием;
- выполнение мероприятий по газификации новых территорий в соответствии с Программой газификации на 2021–2025 в Нижегородской области.

3.3.2.2.Анализ эффективности и надежности сетей газоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, резервирование, применяемые графики работы и их обоснованность, статистика отказов и среднего времени восстановления работы, качество эксплуатации и диспетчеризации, состояние учета.

Схема и структура сетей

Протяженность наружного газопровода, обслуживаемого ГРО на территории городского округа город Нижний Новгород составляет 2 669,95 км, в том числе:

- протяженность распределительных сетей- 1453,28 км;
- протяженность газопроводов – вводов – 1211,18 км.

Протяжённость газопроводов высокого давления 1 категории (0,6-1,2 Мпа) – 101,27 км, высокого давления 2 категории (0,3-0,6 Мпа) – 35,54 км, среднего давления (0,005 МПа≤Р≤0,3 МПа) – 467,12 км, низкого давления (Р<0,005 МПа)– 2066,02 км.

По расположению относительно поверхности земли преобладают сети подземной прокладки – 1520,32 км, надземной – 1149,63 км.

Диаметры газопроводов колеблются от Ду=200 мм до Ду=50 мм.

Характеристика технических параметров и состояния

Характеристики сетей газоснабжения в городском округе город Нижний Новгород приведены в таблице 3.3.5.

Таблица 3.3.5 - Характеристики сети системы газоснабжения

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
.	Характеристика системы газоснабжения природным газом				
1.1.	Наружные газопроводы, обслуживаемые ГРО	км	2598,15	2653,26	2669,95
1.1.1.	По назначению:				
	распределительные	км	1414,33	1451,47	1453,28
	из них, межпоселковые	км	5,49	5,49	5,49
	газопроводы-вводы	км	1178,33	1196,3	1211,18
1.1.2.	По давлению:				
	высокого давления 1а категории (свыше1,2 Мпа)	км	0	0	0
	высокого давления 1 категории (0,6-1,2 Мпа)	км	98,2	98,9	101,27
	высокого давления 2 категории (0,3-0,6 Мпа)	км	48,78	35,78	35,54
	среднего давления	км	444,71	459,25	467,12
	низкого давления	км	2006,46	2059,33	2066,02
1.1.3.	По расположению относительно поверхности земли:				
	подземные	км	1485,42	1500,05	1520,32
	наземные	км	4,2	4,2	0
	надземные	км	1108,53	1149,01	1149,63
1.2.	Протяженность обслуживаемых подземных газопроводов, в том числе:	км	1485,42	1500,05	1520,32
	полиэтиленовые	км	140,05	139,34	151,28
	в т.ч. полиэтиленовые армированные	км	0	0	0
	стальные, из них:	км	1345,37	1360,71	1369,04
	санированных	км	0	0	0
	требующих реконструкции	км	0	0	0

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
	требующих диагностирования	км	34,95	30,29	27,23
1.2.1.	Протяженность подземных стальных газопроводов, со сроком		1345,37	1360,71	1369,04
	эксплуатации:				
	до 15 лет	км	50,53	50,27	50,1
	от 15 до 30 лет	км	87,85	83,93	81,05
	от 30 до 35 лет	км	92,83	75,31	64,37
	от 35 до 39 лет	км	118,18	109,11	105,09
	39 лет	км	27,41	33,09	25,12
	40 лет	км	21,22	29,25	33,09
	от 41 до 50 лет	км	278,05	265,15	261,6
	от 50 до 60 лет	км	622,87	617,54	576,79
	свыше 60 лет	км	46,43	97,06	171,83
1.3.	Протяженность внутренних газопроводов, всего	км	4443,61	4445,19	2727,94
	требующих замены	км	0	0	0
	со сроком эксплуатации 30 и более лет	км	2271,35	2286,81	2296,57
2.	Состояние защиты стальных газопроводов от коррозии				
2.1.	Протяженность подземных металлических газопроводов, в том числе:	км	1345,37	1360,71	1369,04
2.1.1.	природного газа, из них:	км	1345,37	1360,71	1369,04
	требуют активной защиты	км	1343,93	1359,27	1367,6
	имеют активную защиту	км	1340,35	1355,68	1365,27
	не имеют активной защиты	км	3,58	3,59	2,33
	не требуют активной защиты	км	1,44	1,44	1,44
	требуют дообследования	км	0	0	0

По данным ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» 748,62 км сетей газоснабжения (или 49% общей протяженности) имеют срок службы от 50 лет и более, по которым проведена экспертиза промышленности безопасности и продлен срок эксплуатации.

Применяемые графики работы и их обоснованность

Одним из главных требований, предъявляемых к системе газоснабжения, – бесперебойность и безаварийность снабжения природным газом потребителей городского округа город Нижний Новгород. Штатный режим работы источников газоснабжения, газовых сетей и оборудования не предполагает технологических перерывов. Усилиями ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» достигается требуемая бесперебойность и надежность газоснабжения в соответствии с категорийностью потребителей в части надежности.

Статистика отказов и среднего времени восстановления работы

Основной задачей распределительной системы газоснабжения является обеспечение подачи потребителям расчетного расхода газа. Данный показатель принимают за характеристику качества функционирования.

Надежность элементов характеризуется параметром потока отказов.

Последовательность отказов элементов и составляет поток отказов, который определяют экспериментально или из статистических данных повреждений, фиксируемых

службами эксплуатации. Основными видами повреждений распределительных газопроводов - механические и коррозионные, также разрывы сварных швов.

Исходя из данных, предоставленных ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород», аварийных отключений в сетях в период 2019-2021 гг. не происходило.

Надежная и безотказная работа источников и сетей газоснабжения является важным фактором нормального функционирования системы газоснабжения.

Качество эксплуатации и диспетчеризации

Показатели технического обслуживания и ремонта сетевого хозяйства на территории городского округа город Нижний Новгород представлены в таблице 3.3.6.

Таблица 3.3.6 - Показатели технического обслуживания и ремонта сетевого хозяйства на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	Количество		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
1.	Приборное обследование газопроводов	км	-	-	-
2.	Обнаружено и установлено мест повреждений	ед.	-	-	-
3.	Капитальный ремонт ГРП, ГРПБ, ШРП	ед.	-	-	-
4.	Текущий ремонт ГРП, ГРПБ, ШРП	ед.	-	-	-
5.	Техническое обслуживание запорной арматуры на распределительных газопроводах	ед.	-	-	-
6.	Диагностирование газопровода	км	929,26	962,73	977,16
7.	Диагностирование пунктов редуцирования газа	ед.	173	179	187
8.	Замена линейной части газопроводов	км	-	-	-
9.	Реконструкция пунктов редуцирования газа	ед.	-	-	-

Для обеспечения бесперебойной и безаварийной подачи газа потребителям в соответствии с заключенными договорами проводилось техническое обслуживание наружных газопроводов и сооружений на них, внутренних газопроводов, газового оборудования, котельных, коммунально-бытовых объектов и жилых домов в соответствии с требованиями закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», утвержденными сроками и видами обслуживания. Проводилась подготовка персонала к работе на новых видах оборудования, систематически через средства массовой информации проводилась пропаганда среди населения безопасного пользования газом.

На территории городского округа город Нижний Новгород осуществляет деятельность аварийно-диспетчерская служба ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Диспетчерские АДС оснащены многоканальной телефонной связью. Кроме того, внедрена IT-программа «Приема учета аварийных заявок» с анализом повреждения на газопроводах. Диспетчерская служба работает в едином информационном поле, где отражена полная информация о состоянии газопроводов и сооружений на них, что позволяет решать многие прикладные задачи. С 2010 года внедрена система GPRS-навигации, позволяющая в режиме реального времени получать точную информацию о местонахождении дежурных бригад, укомплектованных высококлассными специалистами. Для выезда по заявкам используются 60 современных спецавтомобилей, оснащенных новейшими приборами, инструментами и материалами, необходимыми для локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Состояние учета

По данным ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород», реализация сетевого газа по приборам учета в разрезе групп потребителей отражена в таблице 3.3.7.

Таблица 3.3.7 – Реализация сетевого газа по приборам учета в разрезе групп потребителей

№ п/ п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
1	Газифицированные объекты	Ед.	1363	1369	1284
2	Газифицированные квартиры	Ед.	494596	494168	494140
3	Количество бытовых газовых счетчиков	Ед.	60890	60995	61102

Уровень газификации жилого фонда, использующего природный газ для приготовления пищи – 100 %.

В настоящее время коммерческий учет газоснабжения потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется в соответствии с действующим законодательством (Распоряжение Министерства жилищно-коммунального хозяйства от 01.08.2014 № 84-РВ) по установленным нормам потребления сжиженного углеводородного газа населением при отсутствии приборов учета газа на территории Нижегородской области.

Имеющиеся проблемы и направления их решения

На момент разработки Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Нижний Новгород в эффективности и надёжности сетей системы газоснабжения имеются следующие проблемы:

-износ сетей газоснабжения – протяжённость участков сетей со сроком эксплуатации от 50 и более составляет 748,62 км сетей газоснабжения или 49% общей протяженности;

- на территории городского округа город Нижний Новгород не газифицирован один населенный пункт - сельский поселок Луч Приокского района;

- из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление; в связи с этим ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

Пути решения данной проблемы:

- производить диагностирование сетей газораспределения с истекшим сроком эксплуатации с целью определения возможности их дальнейшей работы;

- при необходимости производить плановую замену участков газопроводов со сроками эксплуатации, близкими к величине нормативного срока;

- при необходимости производить внеплановую замену участков газопроводов с повышенной аварийностью и ненадлежащим техническим состоянием;

- выполнение мероприятий по газификации в соответствии с Программой газификации на 2021–2025 в Нижегородской области.

3.3.2.3.Анализ зон действия источников газоснабжения и их рациональности, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников.

Газоснабжение потребителей городского округа город Нижний Новгород обеспечивается через систему магистральных газопроводов и газораспределительных

сетей, эксплуатируемых в основном ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Основным потребителем газа в границах городского округа город Нижний Новгород является население.

В таблице 3.3.8 приведены сведения о количестве газифицированных объектов на территории городского округа город Нижний Новгород.

Таблица 3.3.8 - Сведения о количестве газифицированных объектов на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/ п	Наименование показателей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021
1	2	3	4	5	6
1	Газифицированные объекты	Ед.	1363	1369	1284
2	Газифицированные квартиры	Ед.	494596	494168	494140

Городской округ город Нижний Новгород является единой зоной газоснабжения ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

Зоны газификации городского округа город Нижний Новгород отражены на рисунке 3.3.1.

На территории городского округа город Нижний Новгород определены охранные зоны газораспределительных сетей (Таблица 3.3.9.)

Таблица 3.3.9 - Охранные зоны газораспределительных сетей

Поз.	Зона с особыми условиями использования территорий, связанная с планируемыми и существующими объектами регионального значения	Размер зоны с особыми условиями использования территорий	Обоснование установления зоны с особыми условиями использования территорий
1	Охранные зоны инженерных сетей		
1.1	Охранные зоны газораспределительных сетей:		
	– от газораспределительных сетей из стальных труб	по 2 м с каждой стороны от газопровода	Правила охраны газораспределительных сетей, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878 (пункты 7а; 7г)
	– вокруг отдельно стоящих газорегуляторных пунктов	10 м от границ объектов	
1.2	Минимально допустимые расстояния до зданий и сооружений от подземных газопроводов:		
	– низкого давления	2 м	СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы» (таблица В.1)
	– среднего давления	4 м	
	– высокого давления Р≤ 0,6 МПа	7 м	

Балансы мощности.

Фактические показатели мощности источников газоснабжения, объемов реализации в открытых источниках не размещаются, газо-распределяющей организацией не представлены.

Объемы реализуемого природного газа определены расчетным путем на основании фактических показателей удельного расхода природного газа в многоквартирных домах и удельная величина потребления газа муниципальными бюджетными учреждениями. Объем реализации прочим юридическим лицам установлен на уровне фактического показателя доли в общем объеме реализации – 75,9% ежегодно.

Баланс системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород представлен в табл. 3.3.10.

Таблица 3.3.10 - Баланс системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород за 2019 - 2021 гг.

№ п/п	Статья баланса	ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6

1.	Объем реализуемого природного газа - всего	млн куб. м	669,631	790,564	782,404
	В том числе:				
1.1.	население	млн куб. м	137,071	161,861	160,187
1.2.	юридические лица, из них:	млн куб. м	532,560	628,703	622,217
	Из них:				
1.2.1.	бюджетные	млн куб. м	0,992	0,998	1,002
2.1.1.	прочие (промышленные)	млн куб. м	531,568	627,705	621,214
3.	потери	млн куб. м	0,000	0,000	0,000
4.	Отпущено на собственные и технологические нужды	млн куб. м	0,000	0,000	0,000
5	численность населения	человек	1 271 767	1 263 650	1253030
6	Удельный расход природного газа в многоквартирных домах (в расчете на 1 жителя)	куб. метров на 1 проживающего	107,780	128,090	127,840
7	Удельная величина потребления энергетических ресурсов муниципальными бюджетными учреждениями:	куб. метров на 1 человека населения	0,780	0,790	0,800

Проблемы и направления их решения

На момент разработки Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Нижний Новгород в эффективности и надёжности сетей системы газоснабжения имеются следующие проблемы:

- высокий уровень износа системы газопроводов - «Пермь – Горький 1, 2» Ду 1220 (ввод 1974 год и 1979 год - срок эксплуатации 43 года и 38 лет соответственно) и «Саратов – Горький» Ду 820 (ввод 1960 год - срок эксплуатации 57 лет);

-износ сетей газоснабжения – протяжённость участков сетей со сроком эксплуатации от 50 и более составляет 748,62 км сетей газоснабжения или 49% общей протяженности;

- на территории городского округа город Нижний Новгород не газифицирован один населенный пункт - сельский поселок Луч Приокского района;

- из-за технического состояния газопроводов снижено максимальное разрешенное рабочее давление; в связи с этим ограничена возможность дополнительной подачи газа потребителям города Нижнего Новгорода.

Пути решения данной проблемы:

- производить диагностирование сетей газораспределения с истекшим сроком эксплуатации с целью определения возможности их дальнейшей работы;

- при необходимости производить плановую замену участков газопроводов со сроками эксплуатации, близкими к величине нормативного срока;

- при необходимости производить внеплановую замену участков газопроводов с повышенной аварийностью и ненадлежащим техническим состоянием;

- выполнение мероприятий по газификации в соответствии с Программой газификации на 2021–2025 в Нижегородской области.

Развитие системы газоснабжения городского округа город Нижний Новгород осуществляется в соответствии с Региональной программой газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Нижегородской области на 2022-2032 годы утвержденной постановлением правительства Нижегородской области от 30 декабря 2021 г. № 1247.

На территории Нижегородской области успешно реализуется Программа газификации регионов Российской Федерации, финансируемая АО «Газпром межрегионгаз». Нижегородская область входит в Программу газификации 2021–2025 газораспределительной организации региона (ГРО) — ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород».

В соответствии с Программой газификации на 2021–2025 в Нижегородской области,

на территории городского округа город Нижний Новгород планируются следующие мероприятия (см. рисунок 3.3.1):

2. Газопровод высокого давления к котельной международного аэропорта г. Нижний Новгород

4. Распределительный газопровод высокого давления от ул. Ларина до центра г. Нижний Новгород с установкой ГРПб

5. Распределительный газопровод высокого давления РС-4 до центра г. Нижний Новгород с установкой ГРПб

6. Газопровод – отвод и ГРС «Горбатовка»

7. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до существующих потребителей г. Дзержинск Нижегородской области

8. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до существующих потребителей г. Нижний Новгород

9. Газопровод высокого давления от ГРС «Горбатовка» до Сормовской ТЭЦ г. Нижний Новгород

10. Газопровод высокого давления I категории от Сельскохозяйственной Академии (пр-т Гагарина) до д. Ольгино г. Нижний Новгород

15. Реконструкция газопровода-отвода и ГРС «Митино»

16. Газопровод высокого давления от ГРС «Митино» до парогазовой установки с. Федяково Кстовского района Нижегородской области

17. Газопровод высокого давления от ГРС «Митино» до существующих и перспективных потребителей г. Нижний Новгород и Нижегородской области

24. Техническое перевооружение ГРС «Дзержинск-2»

Кроме того, запланирована реконструкция объектов газового хозяйства:

- Закольцовка газопроводов низкого дав ления от ГРП-207 до ГРП-208 по Московскому шоссе в г. Н.Новгород

- Закольцовка газопроводов среднего и низкого давления от ул.40 лет Октября до ул.Горная (в районе стадиона «Радий») с установкой ГРПб в г. Н.Новгород, пос.Дубенки

- Строительство газопровода среднего давления от ул. Минина до ул. Пожарского вдоль Кремлевского бульвара в Нижегородском районе г. Н.Новгород

- Строительство газопровода в пос.Луч. Строительство газопровода среднего давления от деревни Бешенцево до деревни Мордвинцево в Приокском районе г.Нижнего Новгорода.

3.3.2.4.Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности в системе газоснабжения и ожидаемых резервов и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

По данным ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» средний коэффициент загрузки газопроводов-отводов и ГРС – 37%, что свидетельствует о достаточном резерве мощности в системе газоснабжения городского округа город Нижний Новгород.

Сведения об ожидаемых резерве и дефиците на перспективу с учетом будущего спроса системы газоснабжения на территории городского округа город Нижний Новгород на период до 2030 года представлены в таблице 3.3.11.

Таблица 3.3.11 - Сведения о резервах/дефицитах ГРП на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Статья баланса	ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Объем реализуемого природного газа, в т.ч.:	млн. куб. м	669,631	790,564	782,404	775,968	771,223	769,288	767,049	764,872	759,150
1.1.	физические лица	млн. куб. м	137,071	161,861	160,187	158,869	157,897	157,501	157,043	156,597	155,426
1.2.	юридические лица, из них:	млн. куб. м	532,560	628,703	622,217	617,099	613,326	611,787	610,006	608,275	603,725
1.2.1.	бюджетные	млн. куб. м	0,992	0,998	1,002	0,996	0,992	0,990	0,987	0,984	0,977
1.2.2.	прочие	млн. куб. м	531,568	627,705	621,214	616,103	612,334	610,797	609,019	607,291	602,748
2.	Пропускная способность ГРП	тыс. м. куб./ч	1762	2137	2115	2115	2115	2115	2115	2115	2115
3.	Резерв (+) / Дефицит (-)	тыс. м. куб./ч	1092,56	1346,10	1332,20	1338,64	1343,38	1345,32	1347,56	1349,73	1355,456
		%	62,0	63,0	63,0	63,3	63,5	63,6	63,7	63,8	64,1

3.3.2.5.Анализ показателей готовности системы газоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Основной задачей распределительной системы газоснабжения является обеспечение подачи потребителям расчетного расхода газа. Данный показатель принимают за характеристику качества функционирования.

Надежность элементов характеризуется параметром потока отказов. Последовательность отказов элементов и составляет поток отказов, который определяют экспериментально или из статистических данных повреждений, фиксируемых службами эксплуатации. Основными видами повреждений распределительных газопроводов - механические и коррозионные, также разрывы сварных швов.

В качестве показателя надежности системы принимается готовность системы к эффективной и безотказной работе, которая оценивается по результатам испытаний.

Для расчета показателей надежности системы, помимо характеристик интенсивности отказов элементов, необходимо также задавать характеристики, описывающие затраты времени на восстановление их работоспособности –ремонт или замену.

Прямое улучшение показателей надежности систем контроля и управления связано с определенными техническими трудностями, поэтому часто повышают надежность путем резервирования малонадежных приборов и устройств. При этом приобретает большое значение другая качественная характеристика приборов, называемая ремонтопригодностью.

При оценке показателей надежности системы телемеханики целесообразно считать отказом только события, при которых система телемеханики не выполняет заданную функцию в течение времени, большего некоторой заданной величины, принятой за критерий оценки наличия отказа. Таким образом, перерыв и отказ системы отличаются только продолжительностью.

Ежегодно планируются и выполняются в полном объеме работы по подготовке объектов газоснабжения.

Исходя из данных, предоставленных ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород», на территории городского округа город Нижний Новгород аварийных отключений в сетях в период 2019-2021 гг. не зафиксировано.

3.3.2.6.Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Анализ выбросов, сбросов, шумовых воздействий

Газорегуляторные пункты предназначены для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным.

В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

- стационарный газорегуляторный пункт — оборудование размещается в специально предназначенных зданиях или на открытых площадках;

-газорегуляторный пункт блочный или пункт газорегуляторный блочный — оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа (блоках);

- газорегуляторный пункт шкафной или шкафной регулирующий пункт, оборудование которого размещается в шкафу из несгораемых материалов.

Оборудование газорегуляторного пункта — фильтр, предохранительный запорный клапан, регулятор давления газа, предохранитель сбросного клапана, запорная арматура, прибор учета расхода газа (при необходимости) и другие контрольно-измерительные

приборы, а также устройство обводного газопровода (байпаса). Блочные газорегуляторные пункты и стационарные оснащаются котельной установкой.

Все газорегуляторные пункты (за исключением стационарных) являются типовым изделием полной заводской готовности.

Блочные или стационарные газорегуляторные пункты, не оснащенные отопительной котельной установкой, а также газорегуляторные пункты шкафные из-за отсутствия источников постоянных выбросов загрязняющих веществ и малого объема регламентных залповых выбросов не являются источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Потенциальным источником воздействия на среду обитания и здоровье человека по фактору химического воздействия, среди перечисленных типов газорегуляторных пунктов, могут быть стационарные (в специальном здании) или блочные газорегуляторные пункты, оснащенные газовой котельной установкой.

Уровень шумового воздействия ГРП не превысит допустимый уровень за пределами промплощадки при условии расположения потенциальных источников шума (газорегулирующего оборудования) в блок-боксах с обшивкой тепло- и звукоизолирующими материалами или в отдельном здании со стенами со звукоизоляцией (по проектным решениям).

Для стационарных газорегуляторных пунктов, при расположении оборудования, источников постоянного шума (регуляторов давления газа) на открытой площадке, уровень шумового воздействия определяется расчетом.

Объёмы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не превышают нормативных значений. Нарушения законодательства в области охраны окружающей среды и природоохранных требований ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» за 2019-2021 гг. отсутствуют.

3.3.3. Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы газоснабжения на территории городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах), установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2020 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

1.Финансовые результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» за 2019 – 2021 гг. представлены в таблице 3.3.12.

Таблица 3.3.12 - Финансовые результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» за 2019 – 2021 гг.

№ п/п	Показатели	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»		
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию		

1.	Выручка	57 697 800	55 384 800	60 194 700
2.	Себестоимость продаж	49 283 900	49 093 500	52 286 600
3.	Валовая прибыль (убыток)	8 413 900	6 291 300	7 908 100
4.	Коммерческие и управленческие расходы	5 463 240	4 980 890	5 619 130
5.	Прибыль (убыток) от продаж	2 950 660	1 310 410	2 288 970
6.	Прочие внереализационные доходы	355 704	544 091	416 137
7.	Прочие внереализационные расходы	1 577 150	1 905 510	1 340 910
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	1 729 214	-51 009	1 364 197
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	588 984	157 841	554 602
10.	Чистая прибыль (убыток)	1 140 230	-208 850	809 595
11.	Дебиторская задолженность, всего	8 452 260	10 111 600	11 011 900

По данным бухгалтерской отчетности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 1 140 230 тыс. руб. (за 2020 г. – убыток в размере 208 850 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 809 595 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере газоснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 8 452 260 тыс. руб., на 31.12.2020 - 10 111 600 тыс. руб., на 31.12.2019 – 11 011 900 тыс. руб.

В целях развития системы газоснабжения и обеспечения ее надежности, в плановых показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» ежегодно предусматриваются расходы на проведение капитальных ремонтов и вложений.

2.Финансовые результаты деятельности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» за 2019 – 2021 гг. представлены в таблице 3.3.13.

Таблица 3.3.13 - Финансовые результаты деятельности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» за 2019 – 2021 гг.

№ п/п	Показатели	ПАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ НИЖНИЙ НОВГОРОД»		
		Факт 2021 г., тыс. руб.	Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию		
1.	Выручка	5 863 560	5 203 590	5 119 920
2.	Себестоимость продаж	4 136 100	3 991 750	3 800 520
3.	Валовая прибыль (убыток)	1 727 460	1 211 840	1 319 400
4.	Коммерческие и управленческие расходы	380 430	379 758	361 967
5.	Прибыль (убыток) от продаж	1 347 030	832 082	957 433
6.	Прочие внереализационные доходы	256 794	242 366	334 181
7.	Прочие внереализационные расходы	134 414	92 456	279 867
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	1 469 410	981 992	1 011 747
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	810 012	618 739	609 878
10.	Чистая прибыль (убыток)	659 398	363 253	401 869
11.	Дебиторская задолженность, всего	971 699	981 232	744 468

По данным бухгалтерской отчетности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 659 398 тыс. руб. (за 2020 г. – прибыль в размере 363 253 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 401 869 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере газоснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 971 699 тыс. руб., на 31.12.2020 - 981 232 тыс. руб., на 31.12.2019 – 744 468 тыс. руб.

В целях развития системы газоснабжения и обеспечения ее надежности, в плановых показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» ежегодно предусматриваются расходы на проведение капитальных ремонтов и вложений.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» на 2019, 2020, 2021, 2022 год в сфере оказания услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям на территории Нижегородской области приведены в таблице 3.3.14.

Таблица 3.3.14 - Основные плановые показатели финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Газпром газораспределение Нижний Новгород» на 2019-2022 гг. в сфере оказания услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям на территории Нижегородской области

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Расчетные показатели ФАС России на 2019 год	Расчетные показатели ФАС России на 2020 год	Расчетные показатели ФАС России на 2021 год	Расчетные показатели ФАС России на 2022 год
1	Расходы на транспортировку газа по данным бухгалтерского учета всего, в том числе:	тыс. руб.	3 311 066,03	3 392 709,48	3 498 953,87	3 619 627,28
1.1.	**Фонд оплаты труда**	тыс. руб.	1 576 765,96	1 639 833,83	1 705 707,71	1 774 092,34
1.2.	**Отчисление на уплату страховых взносов**	тыс. руб.	465 461,31	484 078,95	503 524,92	523 712,06
1.3.	**Материальные затраты, в том числе:**	тыс. руб.	281 093,80	290 862,38	301 197,20	311 885,11
1.3.1.	сырье и материалы	тыс. руб.	156 314,27	162 566,84	169 069,53	175 832,30
1.3.2.	газ на собственные и технологические нужды	тыс. руб.	17 427,41	17 959,51	18 498,22	19 053,17
1.3.3.	технологические и эксплуатационные потери	тыс. руб.	96 866,91	99 772,92	102 766,11	105 849,09
1.3.4.	прочие	тыс. руб.	10 485,21	10 563,11	10 863,34	11 150,55
1.4.	**Амортизация основных средств**	тыс. руб.	429 094,58	429 094,58	429 094,58	429 094,58
1.5.	**Прочие затраты, в том числе:**	тыс. руб.	558 650,38	548 839,74	559 429,46	580 843,19
1.5.1.	**Арендная плата (лизинг), в том числе:**	тыс. руб.	148 959,08	150 983,95	151 091,74	151 091,74
1.5.1.1	аренда (лизинг) здания, транспорта	тыс. руб.	18 404,00	18 404,00	18 404,00	18 404,00
1.5.1.2	аренда газопроводов у юридических и физических лиц	тыс. руб.	120 325,66	120 325,66	120 325,66	120 325,66
1.5.1.3	аренда (концессия) газопроводов, находящихся в государственной и муниципальной собственности	тыс. руб.	4 359,50	4 359,50	4 359,50	4 359,50
1.5.1.4	аренда земельного участка	тыс. руб.	5 869,92	7 894,79	8 005,58	8 002,58
1.5.2.	**Страховые платежи, в том числе:**	тыс. руб.	7 598,55	7 699,12	7 825,80	7 926,37
1.5.2.1	страхование опасных производственных объектов (ответственность перед третьими лицами)	тыс. руб.	461,95	463,19	461,95	461,95
1.5.2.2	страхование машин и оборудования	тыс. руб.	7 136,60	7 235,93	7 363,85	7 464,42
1.5.3.	**Налоги, в том числе:**	тыс. руб.	174 489,19	174 411,94	174 463,84	174 457,76
1.5.3.1	налог на имущество	тыс. руб.	170 028,97	170 028,97	170 028,97	170 028,97
1.5.3.2	налог на загрязнение окружающей среды	тыс. руб.	1,47	1,91	1,91	1,91
1.5.3.3	единый транспортный налог	тыс. руб.	2 088,04	2 010,35	2 014,83	2 008,75
1.5.3.4	земельный налог	тыс. руб.	2 370,71	2 370,71	2 418,13	2 418,13
1.5.4.	**Услуги сторонних организаций**	тыс. руб.	118 934,71	114 301,75	120 297,13	138 060,80

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Расчетные показатели ФАС России на 2019 год	Расчетные показатели ФАС России на 2020 год	Расчетные показатели ФАС России на 2021 год	Расчетные показатели ФАС России на 2022 год
1.5.4.1	услуги средств связи	тыс. руб.	8 357,27	8 640,46	8 986,08	9 345,51
1.5.4.2	оплата вневедомственной охраны	тыс. руб.	22 348,68	23 242,63	24 172,34	25 139,23
1.5.4.3	информационно-вычислительные услуги	тыс. руб.	6 124,47	6 369,45	6 624,22	6 889,19
1.5.4.4	аудиторские услуги	тыс. руб.	2 862,36	2 985,16	3 114,10	3 249,48
1.5.4.5	прочие, в том числе:	тыс. руб.	79 241,93	73 064,05	77 400,39	93 437,39
1.5.4.5.1	услуги по техническому обслуживанию газораспределительных сетей	тыс. руб.	0	0	0	0
1.5.4.5.2	услуги по диагностированию газораспределительных пунктов, шкафных регуляторных пунктов, подземных газопроводов и обследованию дюкеров	тыс. руб.	40 315,19	33 650,84	37 481,24	44 636,85
1.5.4.5.3	услуги по регистрации объектов газораспределения	тыс. руб.	26 764,81	26 764,81	26 764,81	26 764,81
1.5.4.5.4	прочие	тыс. руб.	12 161,93	12 648,40	13 154,34	22 035,73
1.5.5.	**Капитальный ремонт**	тыс. руб.	52 874,70	51 036,87	53 320,59	54 320,28
1.5.6.	**Другие затраты, в том числе:**	тыс. руб.	55 794,15	50 406,11	52 430,36	54 986,24
1.5.6.1	командировочные расходы	тыс. руб.	7 081,17	7 364,42	7 659,00	7 965,36
1.5.6.2	охрана труда и подготовка кадров	тыс. руб.	18 303,97	11 581,32	12 232,25	13 365,18
1.5.6.3	канцелярские и почтово-телеграфные расходы	тыс. руб.	5 684,00	5 911,36	6 147,81	6 393,73
1.5.6.4	НИОКР	тыс. руб.	0	0	0	0
1.5.6.5	затраты по оплате услуг по транспортировке транзитных потоков газа	тыс. руб.	17 427,41	17 959,51	18 498,22	19 053,17
1.5.6.6	прочие	тыс. руб.	7 297,60	7 589,50	7 893,08	8 208,81
2	**Прочие доходы**	тыс. руб.	0	0	900,51	16 356,13
3	**Прочие расходы**	тыс. руб.	22 272,60	11 431,17	8 258,68	8 277,41
3.1.	Услуги банков	тыс. руб.	328,38	341,51	355,17	369,38
3.2.	Проценты по целевым краткосрочным кредитам	тыс. руб.	0	0	0	0
3.3.	Социальное развитие и выплаты социального характера	тыс. руб.	6 288,57	6 288,57	6 288,57	6 288,57
3.4.	Резерв по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0	0	0
3.5.	Прочие	тыс. руб.	15 655,66	4 801,09	1 614,94	1 619,47

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Расчетные показатели ФАС России на 2019 год	Расчетные показатели ФАС России на 2020 год	Расчетные показатели ФАС России на 2021 год	Расчетные показатели ФАС России на 2022 год
4	**Потребность в прибыли до налогообложения:**	тыс. руб.	1 572,14	1 572,14	1 572,14	1 572,14
4.1.	**Расходы из чистой прибыли, в том числе:**	тыс. руб.	0	0	0	0
4.1.1.	Капитальные вложения	тыс. руб.	0	0	0	0
4.1.2.	Обслуживание привлеченного на долгосрочной основе капитала	тыс. руб.	0	0	0	0
4.1.3.	Дивиденды	тыс. руб.	0	0	0	0
4.1.4.	Выпадающие доходы от технологического присоединения газоиспользующего оборудования, непокрытые за счет специальной надбавки	тыс. руб.	0	0	0	0
4.2.	**Налог на прибыль**	тыс. руб.	1 572,14	1 572,14	1 572,14	1 572,14
5	**Общий объем тарифной выручки**	тыс. руб.	3 334 910,77	3 405 712,79	3 507 884,18	3 613 120,70
Справочная информация						
1	Численность персонала, занятого в регулируемом виде деятельности	человек	3 390,00	3 390,00	3 390,00	3 390,00
2	Протяженность трубопроводов	км	17 832,89	17 988,71	18 039,10	18 089,50
3	Количество газорегуляторных пунктов	единиц	4 543,00	4 543,00	4 543,00	4 543,00
4	Средняя загрузка трубопроводов	%	38	37	37	37

Величина действующих тарифов.

Сведения о размере платы за пользование природным газом, реализуемым населению Нижегородской области утверждены Региональной службой по тарифам Нижегородской области решением от 31.07.2020 № 28/1 (с 01.08.2020), от 30.06.2021 № 20/1 (с 01.07.2021), и приведены в таблицах 3.3.15. - 3.3.16.

Таблица 3.3.15 - Розничные цены (с учетом НДС) на природный газ, реализуемый населению Нижегородской области с 01.08.2020 г.

№ п/п	Направление использования газа	Розничные цены, руб./тыс.м³	
		При отсутствии индивидуального прибора учета газа	При наличии индивидуального прибора учета газа
1.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты (в отсутствие других направлений использования газа)	6249,95	5959,06
2.	Нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6249,95	5959,06
3.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты и нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6249,15	5959,06
4.	Отопление или отопление с одновременным использованием газа на другие цели, кроме отопления и (или) выработки электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах	5380,16 (на отопление в пределах социальной нормы площади жилья) 5959,06 (на отопление сверх социальной нормы площади жилья и другие цели, предусмотренные настоящим пунктом)	5959,06
5.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа до 10 тыс. м³ включительно	5959,06	5959,06
6.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа от 10 до 100 тыс.м³ включительно	5959,06	5959,06
7.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа свыше 100 тыс.м³ включительно	5959,06	5959,06

Таблица 3.3.16 - Розничные цены (с учетом НДС) на природный газ, реализуемый населению Нижегородской области с 01.07.2021 г.

№ п/п	Направление использования газа	Розничные цены, руб./тыс.м^3	
		При отсутствии индивидуального прибора учета газа	**При наличии индивидуального прибора учета газа**
1.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты (в отсутствие других направлений использования газа)	6 387,58	6 131,14
2.	Нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6 387,58	6 131,14
3.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты и нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6 386,76	6 131,14
4.	Отопление или отопление с одновременным использованием газа на другие цели, кроме отопления и (или) выработки электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах	5 541,56 (на отопление в пределах социальной нормы площади жилья) 6 131,14 (на отопление сверх социальной нормы площади жилья и другие цели, предусмотренные настоящим пунктом)	6 131,14
5.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа до 10 тыс. м³ включительно	6 131,14	6131,14
6.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа от 10 до 100 тыс.м³ включительно	6131,14	6131,14
7.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах, с годовым объемом потребления газа свыше 100 тыс.м³ включительно	6131,14	6131,14

Сведения о размере платы за пользование сжиженным газом, реализуемым населению Нижегородской области утверждены Региональной службой по тарифам Нижегородской области решением от 18.12.2020 № 54/29, от 27.12.2021 № 62/1 для ООО «Газэнергосеть-Нижний Новгород», и приведены в таблицах 3.3.17.

Таблица 3.3.17 - Сведения о размере платы за пользование сжиженным газом, реализуемым населению Нижегородской области, для ООО «Газэнергосеть-Нижний Новгород»

№ п/п	Направление использования газа	период	Цены на газ в руб./кг
1	сжиженный газ, реализуемый населению Нижегородской области для бытовых нужд, из групповых газовых резервуарных установок	-с 1 января по 30 июня 2021 г.	36,59
		-с 1 июля по 31 декабря 2021 г.	37,87

№ п/п	Направление использования газа	период	Цены на газ в руб./кг
		с 1 января по 30 июня 2022 г.	37,87
		-с 1 июля по 31 декабря 2022 г.	39,50
2	сжиженный газ, реализуемый населению Нижегородской области для бытовых нужд, в баллонах без доставки до потребителя	с 1 января по 30 июня 2021 г.	40,26
		-с 1 июля по 31 декабря 2021 г.	41,66
		с 1 января по 30 июня 2022 г.	41,66
		-с 1 июля по 31 декабря 2022 г.	43,45
3	сжиженный газ, реализуемый населению Нижегородской области для бытовых нужд, из резервуарных установок, принадлежащих населению (индивидуальные установки)	с 1 января по 30 июня 2022 г.	37,87
		с 1 июля по 31 декабря 2022 г.	39,50

Анализ структуры платы граждан за газоснабжение.

Структура цен (тарифов) в сфере газоснабжения городского округа город Нижний Новгород состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на газоснабжение, и платы за технологическое присоединение к сетям газораспределения.

Плата за технологическое присоединение к сетям газораспределения на 2022 год утверждена решением Региональной службой по тарифам Нижегородской области от 11.11.2021 № 42/1 «Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ПАО «Газпром Газораспределение Нижний Новгород» (ИНН 5200000102), г. Нижний Новгород»:

1.Установить на 2022 год плату за технологическое присоединение к газораспределительным сетям ПАО «Газпром Газораспределение Нижний Новгород» (ИНН 5200000102), г. Нижний Новгород, газоиспользующего оборудования с максимальным часовым расходом газа, не превышающим 15 куб. метров в час (м/час) включительно, с учетом расхода газа газоиспользующим оборудованием, ранее подключенным в данной точке подключения, (для заявителей, намеревающихся использовать газ для целей предпринимательской (коммерческой) деятельности):

для физических лиц - в размере 50293,84 рублей (с учетом НДС);

для прочих заявителей - в размере 50293,84 рублей (без учета НДС).

2.Установить за технологическое присоединение к газораспределительным сетям ПАО «Газпром Газораспределение Нижний Новгород» (ИНН 5200000102), г. Нижний Новгород, газоиспользующего оборудования с максимальным часовым расходом газа, не превышающим 5 м [час включительно, с учетом расхода газа газоиспользующим оборудованием, ранее подключенным в данной точке подключения (для прочих заявителей):

для физических лиц - в размере 50 293,84 рублей (с учетом НДС);

для прочих заявителей - в размере 50 293,84 рублей (без учета НДС).

3.Размер экономически обоснованной платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ПАО «Газпром Газораспределение Нижний Новгород» (ИНН 5200000102), г. Нижний Новгород, составляет 172 364,89 рублей (без учета НДС).

3.4. Характеристика состояния и проблем в системе водоснабжения.

3.4.1. Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями, а также с потребителями

Система водоснабжения городского округа город Нижний Новгород включает в себя централизованные системы холодного и горячего водоснабжения.

В городском округе город Нижний Новгород существует децентрализованная система водоснабжения.

Техническая вода производится для собственных нужд организаций и для подачи технической воды сторонним организациям.

Централизованная система водоснабжения.

Централизованная система водоснабжения представляет собой сложный комплекс инженерных сооружений и процессов, условно разделенных на три составляющих:

- подъем и транспортировка природных вод на очистные сооружения;
- подготовка воды до требований СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (далее – СанПиН 1.2.3685-21);
- транспортировка питьевой воды потребителям в жилую застройку, на предприятия округа и источники теплоснабжения.

Современная система и структура **холодного водоснабжения** Нижнего Новгорода представляет собой комплекс взаимосвязанных инженерных сооружений, обеспечивающих бесперебойную подачу питьевой воды с параметрами, соответствующими требованиям законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения Российской Федерации и требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» более чем 1,26 млн. потребителям.

В г. Нижнем Новгороде водозабор из рек Ока и Волга осуществляют 6 организаций:

- АО «Нижегородский водоканал»;
- ООО «Заводские сети»;
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»;
- филиал Нижегородский ПАО «Т Плюс» (Сормовская ТЭЦ);
- ПАО «Нижегородский машиностроительный завод»;
- ПАО «Завод «Красное Сормово».

Только 2 из вышеперечисленных предприятий производят подачу холодной воды потребителем города, это АО «Нижегородский водоканал» и ООО «Заводские сети».

Водоснабжение Нижнего Новгорода построено по принципу территориального зонирования (организованы эксплуатационной зоны водоснабжения). В каждой из зон имеются водозаборные и водоочистные сооружения, повысительные насосные станции и система распределения воды.

Основной эксплуатирующей организацией, осуществляющей водоснабжение питьевой водой потребителей г. Нижний Новгород, является АО «Нижегородский водоканал».

АО «Нижегородский водоканал» — одно из крупнейших предприятий Российской Федерации в области водоснабжения и водоотведения, обеспечивающее ежегодную подачу потребителям города питьевой воды. За 2021 год основной объем подачи воды потребителям приходится на АО «Нижегородский водоканал» 128,4 млн. куб. м/год.

Предприятие обслуживает водопроводные сети общей протяженностью более 1700 км, расположенные на территории площадью 41000 га с населением более чем 1,26 млн человек. В эксплуатации АО «Нижегородский водоканал» находятся 5 водозаборных водопроводных станций и 227 повысительных насосных станций.

Система холодного водоснабжения в городе разделена на три эксплуатационные зоны:

- зона обслуживаемая АО «Нижегородский водоканал»;
- зона обслуживаемая ООО «Заводские сети»,
- зона обслуживаемая ООО «Коммунальщик».

Эксплуатационные зоны делятся на технологические зоны, в которых существуют отдельные водозаборы, водопроводные очистные сооружения, сети, насосные станции.

Технологические зоны холодного водоснабжения города разделены по водоочистным сооружениям на следующие зоны:

АО «Нижегородский водоканал»:

- зона обслуживания Ново – Сормовской водопроводной станции;
- зона обслуживания водопроводной станции «Малиновая гряда»;
- зона обслуживания водопроводной станции «Слудинская»;
- зона обслуживания станции водоподготовки п. Березовая Пойма;

ООО «Заводские сети»:

- зона обслуживания Автозаводской водопроводной станции.

В связи с особенностью физико–географических условий Нижнего Новгорода, в городе существуют две раздельные системы водоснабжения.

Водоснабжение Нагорной части города осуществляется двумя водопроводными станциями с водозаборами из реки Оки. В данную систему входят 10 резервуаров чистой воды (РЧВ), 43 повысительных водопроводных насосных станции (ВНС). Отличием Нагорной части является высокая плотность застройки старых районов и значительный перепад высотных отметок.

Заречную часть города снабжают водой три водопроводные станции, одна из них забирает воду из Оки, вторая – из Волги и третья - из артезианской скважины. АО «Нижегородский водоканал» покупает часть воды, которую производит водопроводная станция, принадлежащая ООО «Заводские сети». В Заречной части расположено 7 резервуаров чистой воды (РЧВ) и 184 повысительных водопроводных насосных станции (ВНС). Характерной особенностью Заречной части является пологий рельеф со слабо выраженным перепадом высот.

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003г. № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», в целях реализации Федерального закона от 07 декабря 2011г. № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», Постановления Правительства РФ от 29 июля 2013 г. № 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», на территории городского округа город Нижний Новгород наделены статусом гарантирующей организацией в сфере водоснабжения и водоотведения в границах своей эксплуатационной зоны семь организаций (Таблица 3.4.1.)

Таблица 3.4.1 –Перечень гарантирующих организаций г. Нижний Новгород

№ п/п	Наименование организации	Адрес
1	АО «Нижегородский водоканал»	603950, ГСП 11-52, Нижний Новгород, ул. Керченская, д.15А, тел.246-14-63, факс:277-58-72 http://www.vodokanal-nn.ru/

2	АО «Теплоэнерго»	603086, Нижний Новгород, бул. Мира, д. 14, тел.299-93-40,факс 296-55-49 http://www.teploenergo-nn.ru/
3	ООО «Теплосети»	603004, Нижний Новгород, пр. Ленина, д.94А, тел.243-01-94, факс:295-88-12 http://secretar@energoseti.com/
4	ООО «Генерация тепла»	603076, Нижний Новгород, ул. Космонавта Комарова, д.14Б, тел./факс 269-72-64 http://GudulinaON@energoseti.com
5	ООО «Нижновтеплоэнерго»	603093, Нижний Новгород, ул. Героя Усилова, д.1а тел.422-06-33, факс 419-70-31
6	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	603011, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, пр-кт. Ленина, д. 88
7	ООО «Коммунальщик»	Юридический адрес: Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, с.п.Кудьма, ул. Пушкина, д.20А; Почтовый адрес: 607635, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, с.п. Новинки, ул. Центральная, д.5 http://kommun-nnov.xyz/

Постановлением Администрации города Нижнего Новгорода №3828 от 07.10.2013 г (с изм. от 05.04.2021г. №1323) на территории города Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета определены следующие гарантирующие организации централизованных систем холодного водоснабжения и водоотведения и установлены зоны деятельности:

1.Акционерное общество «Нижегородский водоканал» - гарантирующая организация централизованной системы холодного водоснабжения и водоотведения на территории городского округа город Нижний Новгород.

Зона деятельности гарантирующей организации АО «Нижегородский водоканал» в границах сетей холодного водоснабжения - территория городского округа Нижний Новгород, в том числе территорию административно-территориального образования Новинский сельсовет, в границах улиц: 2-ая Дорожная, Боголюбова, Добрая, Дорожная, Сиреневая; Александровская, Арзамасская, Богородская, Ботаническая, Владимирская, Восточная, Высокая, Гагарина, Дальняя, Деловая, Диагональная, Дмитровская, Дружная, Европейская, Западная, Индустриальная, Казанская, Кленовая, Крымская, Магистральная, Мартовская, Минская, Молодежная, Нагорная, Нахимова, Нижегородская, Новая, Парковая, Первая, Победная, Полевая, Полётная, Поэтов, Пожарского, Приокская, Российская, Садовая, Светлая, Свободная, Северная, Славянская, Солнечная (дома с № 220), Студгородок, Суворова, Торговая, Учительская д. 1-11, Центральная д.1-27А, Школьная, Шоссейная, Элитная, Ялтинская; проспекта Олимпийский; проездов: Большой Луговой, Малый Луговой, Лазурный, Инженерный, Косачевский, Урожайный, Фруктовый; Весенний, Высоковский, Молодёжный, Зелёный, Казанский, Квартальный, Лесной, Магистральный, Мирный, Овражный, Родниковый, Солнечный, Спортивный, Строителей, Школьный, Чкаловский, Южный; переулков: Первый Тихий, Второй Тихий, Третий Тихий, Уютный, Спасский, Вечерний, Кипарисов; бульвара Пушкинского; поселка Кудьма, в границах улицы Пушкина, д. 20-23; деревни Кусаковка, в границах улиц: Васильковая д. 161а, 161а/1, 202, Полевая д. 50, 58, 58д.

2. ООО «Коммунальщик» - гарантирующая организация централизованной системы холодного водоснабжения и водоотведения на территории административно-территориального образования Новинский сельсовет.

Зона деятельности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик» в границах сетей холодного водоснабжения - территория административно-территориального образования Новинский сельсовет, в границах улиц: Береговая, Вишневая, Гидрометеостанция, Дачная, Дорожная, Нагорная, Новая (за исключением д. 2, 4, 6, 8, домов с № 200), Окская, Садовая, Солнечная (дома до № 220), Учительская (за исключением д. 1-11), Центральная (за исключением д. 1-27А), Полевая (за исключением

д. 30, 30А, 33, 34); поселка Кудьма; деревни Комарова; деревни Кусаковка; деревни Сартаково; деревни Комарово; деревни Ромашково.

Основной эксплуатирующей организацией, осуществляющей водоснабжение питьевой водой потребителей Нижнего Новгорода, является АО «Нижегородский водоканал». Такие эксплуатирующие организации как ООО «Профит», ООО «КСК», АО «Международный аэропорт Нижний Новгород», ЗАО «Транс-Сигнал», ЗАО «Концерн Термаль», ООО «Нижегородские Технологии Водопользования», ЗАО «ЗЕФС-Услуги», ОАО «РЖД», ОАО «Керма» осуществляют транспортировку питьевой воды от сетей АО «Нижегородский водоканал».

На территории городского округа город Нижний Новгород производство **технической воды** для потребителей осуществляется на водопроводной станции «Ново-Сормовская», «Слудинская» АО «Нижегородский водоканал» и станции по производству технической воды «Промводопровод» ООО «Заводские сети».

Система горячего водоснабжения г. Нижний Новгород образована с использованием объектов городских систем холодного водоснабжения и теплоснабжения.

В части централизованного горячего водоснабжения на территории г. Нижний Новгород в настоящее время нет единого централизованного источника ГВС.

Система ГВС города представлена тремя эксплуатационными зонами разделенные на теплосетевые районы:

- Нагорным, снабжающим Нижегородский, Советский и Приокский районы. Основной теплоисточник – Нагорная теплоцентраль.
- Сормовским, снабжающим Сормовский, Московский и Канавинский районы. Основной теплоисточник – Сормовская ТЭЦ;
- Автозаводским, снабжающим Автозаводский и Ленинский районы. Основной теплоисточник – Автозаводская ТЭЦ (ТЭЦ ГАЗ).

В структуру горячего водоснабжения города Нижнего Новгорода входят:

а) Водоподготовка и транспортировка холодной воды в точки ее нагрева:

- АО «Нижегородский водоканал».
- ООО «Заводские сети».

б) Приготовление, транспортировка и подача горячей воды:

- ООО «Генерация тепла»;
- ООО «Теплосети»;
- АО «Теплоэнерго»;
- ООО «Нижновтеплоэнерго»;
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»;
- филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» (Сормовская ТЭЦ);

Основным видом деятельности ООО «Генерация тепла» является производство тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения. Отпуск тепла от источников теплоснабжения потребителям осуществляется в виде горячей воды, которая идет, в основном, на обеспечение отопительной нагрузки и снабжения горячей водой многоквартирных домов Автозаводского и Ленинского районов г. Нижний Новгород, а также важнейших объектов социальной инфраструктуры (школ, детских садов, интернатов, поликлиник, больниц и т.д.).

Производство, транспортировка и распределение тепловой энергии, в том числе горячей воды осуществляется от котельных, 13 центральных тепловых пунктов через 26 индивидуальных тепловых пункта.

АО «Теплоэнерго» является самым крупной теплоснабжающей организацией г. Нижний Новгород. Основными направлениями деятельности АО «Теплоэнерго» являются производство, приобретение, транспортировка, распределение тепловой энергии.. Зона облуживания охватывает Приокский, Советский, значительную часть Нижегородского, Сормовский, Московский, Канавинский и частично Ленинский районы города.

На балансе АО «Теплоэнерго» находятся котельные с тепловыми сетями, осуществляющими транспортировку греющего теплоносителя для нужд ГВС, а также горячую воду. У предприятия имеется также сеть магистральных и распределительных тепловых сетей от Сормовской ТЭЦ. Кроме того, значительное количество жилых и общественных зданий получают горячую воду по тепловым сетям АО «Теплоэнерго» от ведомственных (производственных) котельных.

Зоны централизованного горячего водоснабжения совпадают с зонами действия источников, вырабатывающих тепловую энергию на нужды ГВС и расположенных на территории теплосетевых районов.

ООО «Теплосети» - сетевая организация, обслуживающая тепловые сети г. Нижний Новгород. Основным видом деятельности ООО «Теплосети» является приготовление, транспортировка и подача горячей воды. Зона ответственности ООО «Теплосети» охватывает Автозаводский и частично Ленинский районы города.

ООО «Нижновтеплоэнерго» (Нижегородский район) эксплуатирует две крупные районные котельные с тепловыми сетями, обеспечивающих горячее водоснабжение потребителей.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» является крупнейшим поставщиком тепловой энергии для двух районов г. Нижний Новгород – Автозаводского и Ленинского, в которых проживает более трети населения города (около 400 тысяч жителей) и обеспечивает теплоснабжение и горячее водоснабжение населения, промышленных предприятий, организаций и учреждений бюджетной сферы, других потребителей.

Филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» является обособленным производственным подразделением ПАО «Т плюс». В состав Нижегородского филиала ПАО «Т плюс» входят Сормовская ТЭЦ, Новогорьковская ТЭЦ и Дзержинская ТЭЦ.

Сормовская ТЭЦ является поставщиком тепловой энергии в горячей воде и в паре для АО «Теплоэнерго» (для поставки тепловой энергии потребителям) и для прочих потребителей.

Согласно материалам статистической отчетности, по состоянию на 01.01.2022 года общая площадь жилых помещений жилищного фонда города Нижний Новгород составила 33 382,8 тыс. м2, в том числе город 32 309,3 тыс. м2, село 1073,5 тыс. м2. К системам централизованного горячего водоснабжения подключено 25 458,8 тыс. м2, что составляет 76,3% от всего жилого фонда города.

Нецентрализованная система водоснабжения.

В настоящее время, ряд территорий Нижнего Новгорода не имеет подключения к системе централизованного водоснабжения.

К территориям города, с нецентрализованным холодным водоснабжением относятся участки г. Нижнего Новгорода использующие для водоснабжения собственные подземные источники, к таким участкам относятся частные сектора расположенные во всех районах г. Нижнего Новгорода.

В Нагорной части города Нижнего Новгорода не охвачены водоснабжением следующие территории:

- поселок Березовый Клин (к.п.Зеленый город)
- д. Новопокровское, д. Утечино, д. Анкудиновка
- поселок Ляхово
- Слобода Подновье, слобода Печерская

- д. Кузьминка
- д. Новая, ул. Родионова, Овражная, Онежская, пер. Онежский, ул.Приусадебная, слобода Приволжская, слобода Прибрежная
- д. Новопавловка
- д. Ромашково

В Заречной части города Нижнего Новгорода не подключены к централизованной системе водоснабжения следующие территории:

- в границах ул. М.Расковой, А.Невского, 1-ая линия, ул. Судовая
- поселок Высоково
- в границах ул. Кима, Новые Пески, ул. Котова
- в границах ул. А.Вавилова, ул. Хвойная, ул. Новые Полянки, пер.Керамический
- в границах ул. Коминтерна, ул. Левинка, ш. Бурнаковское
- поселок Новая Стройка
- в границах ул. Федосеенко, Коновалова
- поселок Доскино
- поселок Горбатовка
- в границах ул. Объединения, Усадебная, Нагулинская, Тарханова
- мкр-н Орловские дворики, Московское шоссе
- в границах ул. Кузбасская 2а – 12а, Рижская 1-10, Таганрогская, пер.Товарный, ул. Самарина, Войкова, Докучаева, Анри Барбюса, Узбекская
- в границах ул. Бакунина 12/25,20/35,2-этажные дома по ул.Фильченкова, Долгополова, Литвинова
- Микрорайон «Карповка», «Двигатель», «Ипподром», «Этна-1», «Этна-2», «Молитовский затон», «Комсомольский»
- поселок Высоково, Копосово, Володарский, Комсомольский
- ч.с. ул 8 Марта, Коминтерна, Кима

К территориям города, с нецентрализованным горячем водоснабжением, относятся территории индивидуальной жилой застройки, а также многоэтажной жилой застройки (50-70гг строительства). Горячее водоснабжение таких потребителей в основном осуществляется от индивидуальных газовых водонагревателей.

Расположение децентрализованной системы водоснабжения городского округа город Нижний Новгород представлена на рисунке 3.4.1.

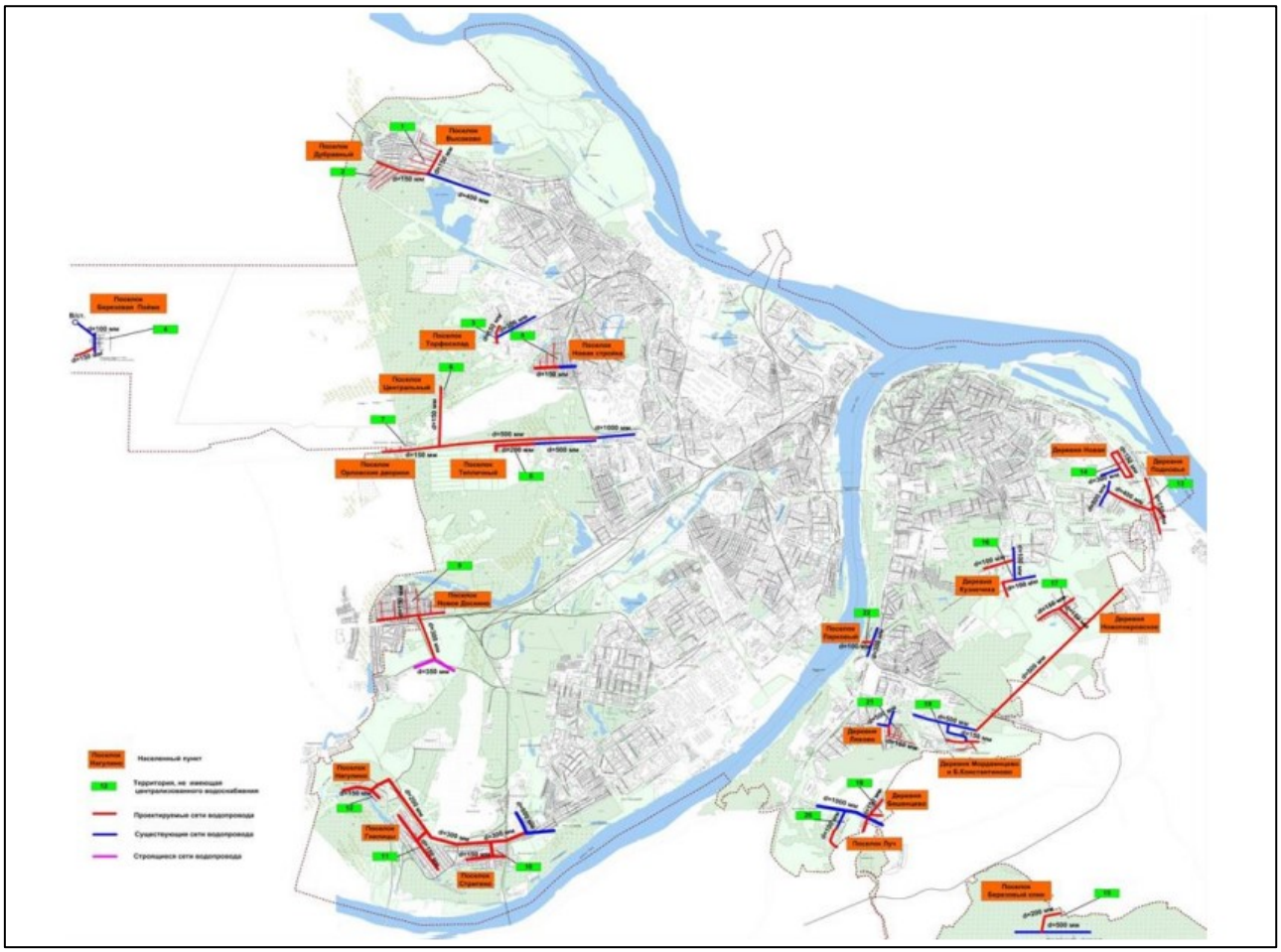


Рисунок 3.4.1- Схема расположения территорий, не имеющих подключения к системе централизованного водоснабжения

Перечень и площадь территорий, не охваченных централизованными системами холодного водоснабжения отражен в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 - Перечень и площадь территорий, не охваченных централизованными системами холодного водоснабжения

№ п/п	Месторасположение земельного участка	Площадь территории, га
1	2	3
1	Поселок Высоково	120,16
2	Поселок Дубравный	52,64
3	Поселок Торфосклад	32,48
4	Поселок Березовая Пойма	49,92
5	Поселок Новая стройка (3-я очередь строительства)	22,40
6	Поселок Орловские дворики	19,68
7	Поселок Тепличный	1,76
8	Поселок Новое Доскино	144,16
9	Поселок Стригино	72,00
10	Поселок Гнилицы	161,76
11	Поселок Нагулино	30,40
12	Застройка по пр. Кораблестроителей	21,28
13	Застройка в границах улиц ул.Коминтерна, ул.Левинка, ш.Бурнаковское , «Бурнаковская низина»	243,36
14	Застройка в границах улиц Красноуральская -пр.Ильича-Красных партизан-Спутника	413,76

№ п/п	Месторасположение земельного участка	Площадь территории, га
1	2	3
15	Шуваловская промзона	401,92
16	Поселок Дачный	48,96
17	Квартал «Старое Канавино»	236,80
18	Квартал «Молитовка»	252,96
19	Застройка по ул.Коломенская	30,40
20	Застройка в границах улиц Малоэтажная и Шнитникова	237,76
21	Деревня Подновье	
22	Поселок Березовый Клин (к.п.Зеленый город)	
23	Деревня Кузнечиха (Слободка и Кукурузный поселок) –3 очередь	
24	Деревня Новопокровское	
25	Деревня Бешенцево (переключение на Анкудиновский водовод)	
26	Деревни Мордвинцево и Б.Константиново	
27	Поселок Луч	
28	Поселок Парковый	
29	Участок, прилегающий к поселку Новинки	134
30	Деревня Новопавловка	
31	Деревня Ромашково	
32	Застройка на пр. Гагарина (С/х академия)	7,8
33	Застройка на ул. Голованова	3,1
34	Застройка на пр.Гагарина-Пятигорская	3,4
35	Застройка на ул.Пятигорская-Батумская-Столетова	2,8
36	Застройка на ул.Г.Елисеева-Батумская-Столетова-Б- Бруевича	2,7
37	Застройка на ул.Батумская-г.Елисеева	2,2
38	Застройка на Цветочная (Анкудин.Ш.-Цветочная- «Щёлковский хутор»-дублёр пр. Гагарина)	21,5
39	Застройка на пр.Гагарина-Краснозвёздная	2,3
40	Застройка в квартале на ул.Пушкина	3,3
41	Застройка в границах улиц ул.Пушкина-Косогорная	1,7
42	Застройка на ул.Серафимовича-Цветочная	5,5
43	Застройка на ул.2-я Оранжерейная	5,1
44	Застройка на ул.Ванеева	1,7
45	Застройка на ул.Ошарская-Республиканская	0,6
46	Застройка на Невзоровых-3-й Проезд	0,6
47	Застройка на ул.Тверская-Генкиной-Ашхабадская- Белинского	4
48	Застройка на ул.Белинского-Тверская-Невзоровых- Студёная	1,7
49	Застройка на Шевченко-3-я Ямская-Большие Овраги	0,8
50	Застройка на ул.М.Ямская-М-Горького-Ильинская	2
51	Застройка на ул.М. Горького-Ильинская-Новая	2,4
52	Застройка на ул.М.Горького-Ильинская	0,9
53	Застройка на ул.М.Ямская-Маслякова-Ильинская	2,8
54	Застройка на ул.Белинского-Славянская-Ашхабадская	1,4
55	Застройка на ул.Октябрьская	0,8
56	Застройка на пер.Плотничный	1,2
57	Застройка на ул.Ильинская-А.Харитонова	6,7

№ п/п	Месторасположение земельного участка	Площадь территории, га
1	2	3
58	Застройка на ул.Нижегородская-Гоголя-Заломова	3,65
59	Застройка на ул.Ульянова 32,36,38	0,9
60	Застройка на ул.Семашко (В часть квартала Ульянова-Семашко-Ковалихинская-Нестерова)	0,9
61	Застройка на ул.Большая Печёрская-Казанская наб.	2,1
62	Застройка на ул.Сеченова-Тургенева	4,2
63	Застройка на ул.Родионова обувная фабрика	3,3
64	Застройка на ул.К.Касьянова-р.Кова	2,5
65	Застройка на ул.Большая Печёрская - М.Горького- Белинского-Ковалихинская - Фрунзе	3,4

Для обеспечения жителей указанных территорий качественной питьевой водой рекомендуется подключить их к централизованной системе водоснабжения, обеспечив подачу воды до границ земельных участков в соответствии с законодательными нормами и правилами строительства.

3.4.2. Анализ существующего технического состояния системы водоснабжения

3.4.2.1.Анализ эффективности и надежности источников водоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Технические параметры, остаточный ресурс, ограничения использования мощностей, качество эксплуатации, наладки и ремонтов, системы учета расхода ресурсов и т.п

Технические параметры

В соответствии с определением, данным постановлением Правительства Российской Федерации от 05.09.2013 №782 «О схемах водоснабжения и водоотведения»: технологическая зона водоснабжения – часть водопроводной сети, принадлежащей организации, осуществляющей горячее водоснабжение или холодное водоснабжение, в пределах которой обеспечиваются нормативные значения напора (давления) воды при подаче ее потребителям в соответствии с расчетным расходом воды.

Централизованная система холодного водоснабжения.

В соответствии с определениями, данными Федеральным законом от 07.12.2011 №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» централизованная система холодного водоснабжения – комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для водоподготовки, транспортировки и подачи питьевой и (или) технической воды абонентам.

Система холодного водоснабжения в городе разделена на три эксплуатационные зоны:

- зона обслуживаемая АО «Нижегородский водоканал»;
- зона обслуживаемая ООО «Заводские сети»,
- зона обслуживаемая ООО «Коммунальщик».

Эксплуатационные зоны делятся на технологические зоны, в которых существуют отдельные водозаборы, водопроводные очистные сооружения, сети, насосные станции.

Технологические зоны холодного водоснабжения города разделены по водоочистным сооружениям на следующие зоны:

АО «Нижегородский водоканал»:

- зона обслуживания Ново – Сормовской водопроводной станции;
- зона обслуживания водопроводной станции «Малиновая гряда»;
- зона обслуживания водопроводной станции «Слудинская»;
- зона обслуживания станции водоподготовки п. Березовая Пойма;

ООО «Заводские сети»:

- зона обслуживания Автозаводской водопроводной станции.

Системы водопроводно-канализационного хозяйства городского округа город Нижний Новгород представляют собой комплекс сложных инженерных сооружений.

Ново-Сормовская водопроводная станция

Водопроводная станция введена в эксплуатацию в 1958 году. Источником сырья служит вода реки Волга.



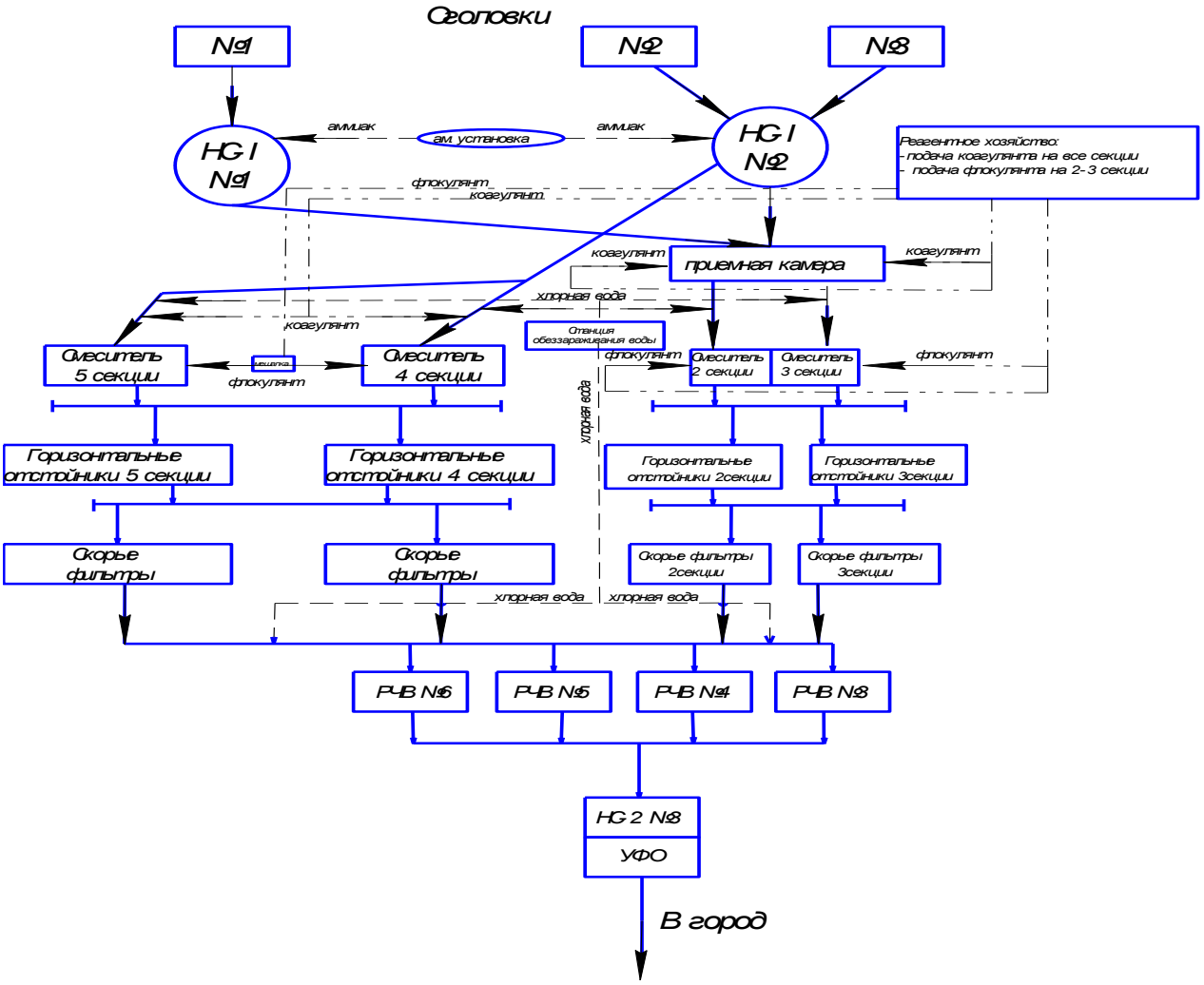
Первоначально производительность составляла всего 35 тысяч м3/сутки.

С развитием города появилась необходимость увеличения ее производительности.

В 1966 году введена в эксплуатацию новая секция (II) очистных сооружений производительностью 90 тысяч м3/сутки.

В декабре 1975 года запущена III очередь очистных сооружений производительностью также 90 тысяч м3/сутки.

В феврале 1990 года запущена в эксплуатацию IV очередь очистных сооружений производительностью 100 тысяч м3/сутки. После запуска осенью 1992 года V очереди очистных сооружений проектная производительность станции составила 380 тысяч м3/сутки.



В июне 1991 на станции введена преаммонизация.

Для интенсификации процесса коагуляции в смесителях II-III очередей осенью 2011 года, IV-V очередей летом 2012 года установлены ультразвуковые излучатели, работающие по принципу эжекции, что привело к экономии коагулянта.

В 2016 году введена в эксплуатацию станция ультрафиолетового обеззараживания воды. Перед подачей воды в сеть на водопроводной станции производится ее дополнительное обеззараживание ультрафиолетом (после первичного хлорирования). На станции установлены пять установок, в каждой из которых находится по 100 ультрафиолетовых ламп.

В настоящее время схема водоподготовки Ново-Сормовской водопроводной станции включает в себя предварительную аммонизацию на станции первого подъема, первичное хлорирование, реагентную обработку воды коагулянтом и флокулянтом в смесителях, осветление в горизонтальных отстойниках (1 ступень очистки), фильтрацию на скорых фильтрах (2 ступень очистки), ультрафиолетовое обеззараживание.

В 2019 году была окончена модернизация основных насосных станций 1-го и 2-го подъемов с заменой насосного оборудования и установкой частотно-регулируемых приводов, а также автоматизацией процесса управления из диспетчерской станции.

В 2019 году внедрена автоматизированная система контроля и управления технологическим процессом (АСКУ ТП) реагентной очистки воды: в июне – дозирования флокулянта, в сентябре – дозирования коагулянта.

В мае 2022 года пущена в работу новая установка предварительной аммонизации.

С целью исключения из технологии обеззараживания воды привозного жидкого хлора на станции в 2016 году было принято решение о строительстве станции обеззараживания

воды на Ново-Сормовской водопроводной станции с установкой комплектного оборудования МБЭ-2800 на основе мембранных биполярных электролизёров.

В марте 2022 года на Ново-Сормовской водопроводной станции введена в эксплуатацию станция обеззараживания воды МБЭ-2800 на основе мембранных биполярных электролизеров. Сырьем для получения дезинфицирущего агента в установке является нетоксичная поваренная соль. В процессе электролиза на катоде образуется водород, на аноде – хлор. Хлор направляется в эжектор, где поглощается водой с образованием «хлорной воды». Процесс получения «хлорной воды» автоматизирован. Внедрение данной технологии позволило вывести из эксплуатации опасный производственный объект (ОПО) – «Склад хлора».

Также планируется строительство автономного источника теплоснабжения на Ново-Сормовской водопроводной станции.

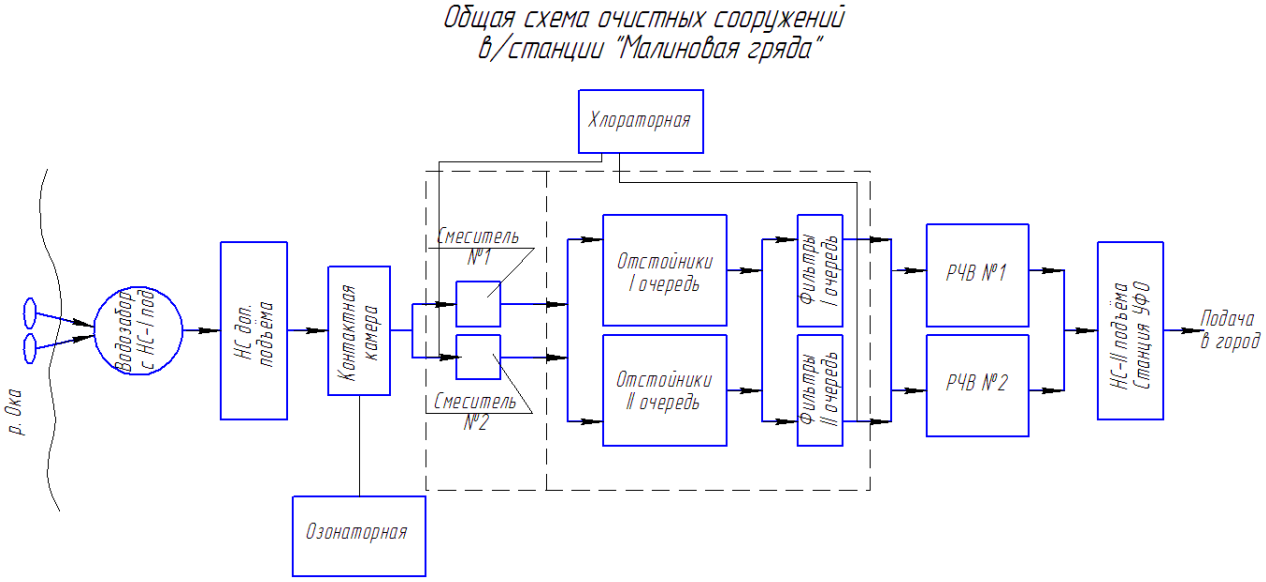
Водопроводная станция «Малиновая гряда»

Проектная производительность водопроводной станции «Малиновая гряда» 200 000 м3/сутки. Площадка очистных сооружений расположена по правому берегу реки Ока, которая служит источником водоснабжения. Строительство станции было начато в 1976 году, а завершено в 1979 году.

«Малиновая гряда» обеспечивает водой несколько районов города: Приокский, Советский и частично Нижегородский. В 1985 году запущена в эксплуатацию вторая очередь очистных сооружений.



Установка по преаммонизации на станции введена с сентября 1990 года.



В сентябре 1997 года сдан в эксплуатацию цех озонирования, предназначенный для первичной обработки речной воды, поступающей на очистные сооружения для дальнейшей очистки. Производительность цеха составляет 90 кг озона в час.



Это первая водопроводная станция в городе, где был пущен в эксплуатацию цех по приготовлению озона. Все операции по приготовлению и подаче озона в воду выполняет компьютер.

В 2012 году на станции была внедрена технология обеззараживания воды ультрафиолетом. Перед подачей воды в сеть на водопроводной станции производится ее дополнительное обеззараживание (после хлорирования и озонирования) с использованием ультрафиолета. На станции запущены три установки, в каждой из которых находится по 180 ультрафиолетовых ламп. Обеззараживание воды происходит в момент прохождения между рядами бактерицидных ламп.



Для интенсификации процесса коагуляции и экономии расхода коагулянта с августа 2015 года на станции применяется гидроакустическая система – ультразвуковые излучатели, которые установлены на водоводах на входе в смесители и работают по принципу эжекции.

В настоящее время схема водоподготовки водопроводной станции «Малиновая гряда» включает в себя предварительную аммонизацию на станции первого подъема, озонирование, первичное хлорирование, реагентную обработку воды коагулянтом и флокулянтом в смесителях, осветление в горизонтальных отстойниках (1 ступень очистки), фильтрацию на скорых фильтрах (2 ступень очистки), ультрафиолетовое обеззараживание.

Пуск нового оборудования на «Малиновой гряде» позволил довести до мирового уровня качество питьевой воды в Нагорной части Нижнего Новгорода.

В 2017 году была окончена модернизация основных насосных станций 1-го, 2-го и дополнительного подъемов с заменой насосного оборудования и установкой частотно-регулируемых приводов, а также автоматизацией процесса управления из диспетчерской станции.

В ноябре 2018 года введена в эксплуатацию установка по автоматическому дозированию раствора коагулянта на базе шнековых насосов-дозаторов.

В августе 2020 года внедрена в работу новая установка предварительной аммонизации.

В период с 2020 по 2021 гг. произведено техническое перевооружение хлораторной, новое оборудование введено в эксплуатацию в апреле 2021 года.

В настоящее время ведется строительство сооружений для полной ликвидации сбросов промывных вод и техническое перевооружение оборудования озонаторной.

Запланировано увеличение производительности очистных сооружений водопроводной станции «Малиновая гряда» на 100 тыс. мз/сут согласно Генеральному плану г. Н.Новгорода, утвержденного Постановлением городской Думы г. Н.Новгорода от 17.03.2010 №22 и письма Министерства градостроительной деятельности и развития агломераций Нижегородской области от 28.07.2021 №Сл-406-434577/21.

Водопроводная станция «Слудинская»

Введена в эксплуатацию в 1951 году.

Проектная производительность станции – 100 тыс. м3/сут.

Источником воды служит река Ока. Осуществляет подачу воды в Советский и Нижегородский районы.

Очистка воды двухступенчатая:

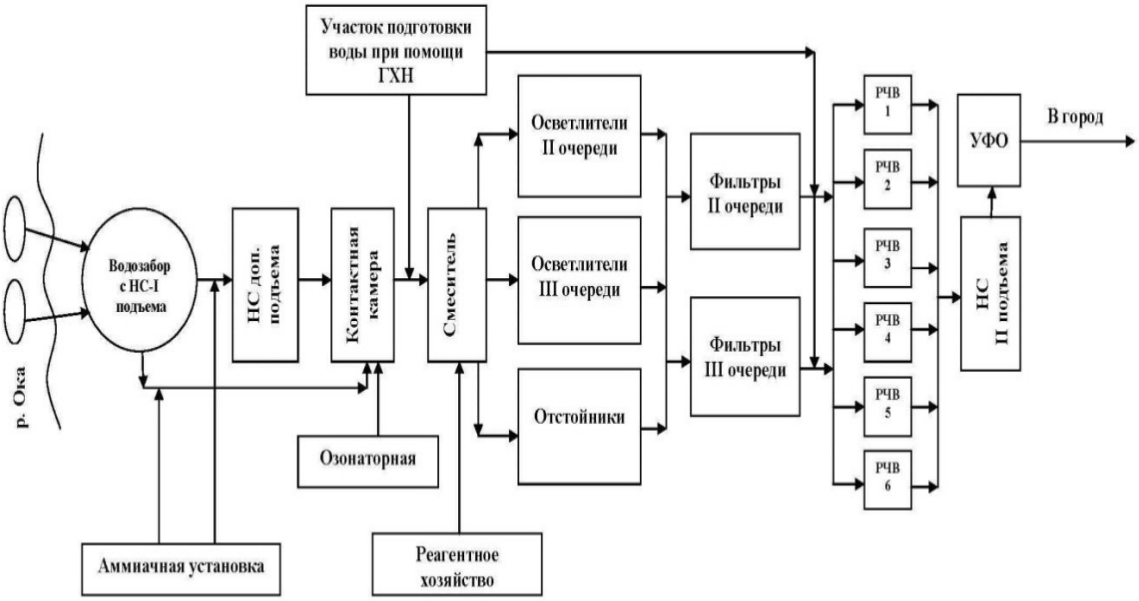
Первая ступень: две секции — осветлители со слоем взвешенного осадка, одна секция — горизонтальные отстойники.

Вторая ступень скорые фильтры.

В 2000 году пущен в работу цех по производству озона производительностью 40 кг /ч. В 2009 году введена в действие станция по обеззараживанию воды ультрафиолетом.



Схема расположения основных объектов водопроводной станции «Слудинская»



Водоприемники.

Оголовком №1 производится забор воды из русла реки и подается по самотечным трубам в аванкамеру насосной станции первого подъема. По сифонной линии вода подается из оголовка №2 прямо к насосам, подающим воду на насосную станцию дополнительного подъема. На территории станции первого подъема расположена установка предварительной аммонизации речной воды. Введение раствора аммиака позволяет уменьшить расход хлорсодержащих реагентов в 1,5 – 2 раза и улучшить санитарное состояние очистных сооружений и разводящей сети города, а также предотвращает хлорфенольные запахи и позволяет в дальнейшем продлить бактерицидное действие хлора. Это первый этап очистки воды.

При помощи мощных насосных агрегатов исходная вода подается на площадку очистных сооружений водопроводной станции - в контактную камеру цеха по производству озона.

В контактной камере происходит





обеззараживание речной воды озоном. В цехе по приготовлению озона с помощью компрессора атмосферный воздух подается на адсорберы, где происходит разделение на кислород и азот. Азот возвращается в атмосферу, а кислород поступает на озоногенератор, где путем электрических разрядов получается озон, который поступает в контактную камеру и смешивается с водой, поступающей с насосной станции первого подъема.

После контактной камеры вода подвергается первичному хлорированию и поступает в смеситель.

Первичное хлорирование. Для обеззараживания речной воды и поддержания очистных сооружений в надлежащем санитарном состояния, вода обрабатывается гипохлоритом натрия.

Использование гипохлорита позволяет отказаться от применения жидкого хлора, который относится к опасным химическим веществам. Процесс хлорирования полностью автоматизирован. Хлорированная вода поступает в смеситель.

В смесителе происходит быстрое и полное смешивание воды с хлорсодержащим реагентом, а также коагулянтом и флокулянтом.



При подаче раствора коагулянта в воду происходит процесс укрупнения мельчайших взвешенных частиц, вследствие их взаимного слипания под действием сил притяжения. Коагуляция завершается образованием видимых невооруженным глазом хлопьев Дальнейшее смешение воды с флокулянтом позволяет ускорить процесс слипания частиц, повысить прочность образующихся хлопьев и уменьшить количество остаточного алюминия.

Из смесителя вода направляется на первую ступень очистки I ступень очистки (осветлители со слоем взвешенного осадка и горизонтальные отстойники).

В осветлителях вода, поднимаясь снизу вверх с малыми скоростями, проходит слой взвешенного осадка, задерживая в нем основную часть взвеси, и при поступлении в зону осветленной воды собирается сборными лотками.

В отстойниках под воздействием силы тяжести по всей длине сооружений происходит осаждение укрупненных загрязнений.

Отвод осадка из отстойников и осветлителей осуществляется по системе водоотведения на площадке очистных сооружений и сбрасывается в реку Ока.

После осветлителей и отстойников вода направляется на вторую ступень очистки (скорые фильтры).

В скорых фильтрах происходит задержание оставшихся после отстаивания взвешенных веществ. Вода фильтруется через слой песчаной загрузки, собирается системой дренажа.

После скорых фильтров вода подвергается вторичному хлорированию (при необходимости) и затем подается в резервуар чистой воды.

Вторичное хлорирование.

Для обеспечения удовлетворительного санитарного состояния разводящей водопроводной сети в воде должен поддерживаться определенный уровень остаточного хлора.

Резервуар чистой воды.

Резервуары чистой воды обеспечивают выравнивание режимов работы насосных станций и хранение регулирующих, противопожарных, аварийных объемов воды, и воды на собственные нужды станции.

В процессе хранения в резервуарах качество воды поддерживается в соответствии с требованиями СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Обеззараживание ультрафиолетом.

Перед подачей воды в сеть вода проходит облучение ультрафиолетом, который убивает все находящиеся в воде вирусы, бактерии и их споры, все простейшие микроорганизмы.

Это безвредная для человека, экологически чистая обработка, не изменяющая химический состав и физические свойства воды.

Установка обеззараживания работает в полностью автоматическом режиме и управляется современной системой.





Насосная станция второго подъема.

С помощью мощных насосных агрегатов вода подается в городскую распределительную водопроводную сеть.

В 2018 году была окончена модернизация основных насосных станций 1-го, 2-го и дополнительного подъемов с заменой насосного оборудования и установкой частотно-регулируемых приводов, а также автоматизацией процесса управления из диспетчерской станции.

Для экономии расходов реагентов в 2012 году была введена в эксплуатацию установка по приготовлению и автоматическому дозированию раствора флокулянта, в 2018 году - установка по автоматическому дозированию раствора коагулянта, в 2020 году внедрена в работу новая установка предварительной аммонизации

В настоящее время ведется строительство сооружений для полной ликвидации сбросов промывных вод и техническое перевооружение оборудования озонаторной.

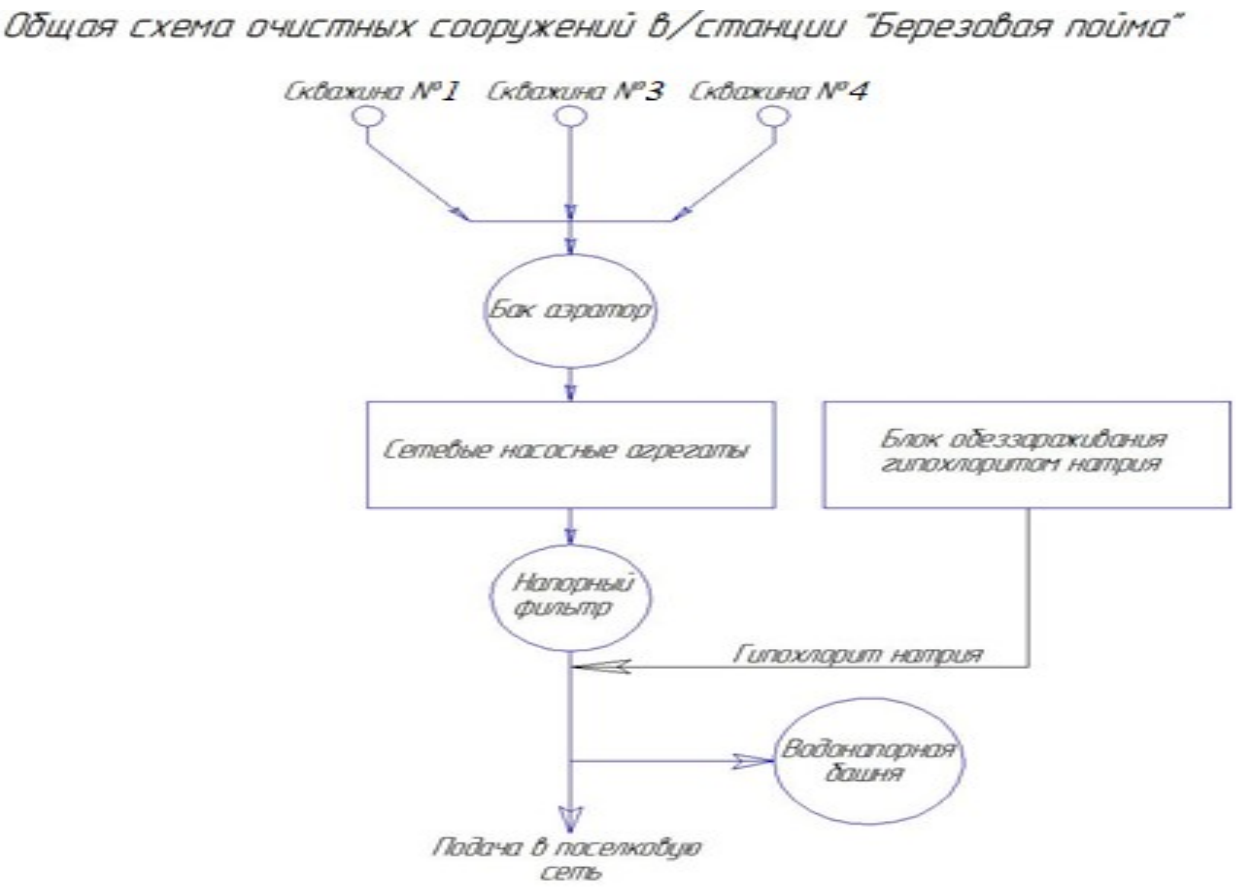
Водопроводная станция «Березовая Пойма»

Введена в эксплуатацию в 2001 году. Проектная производительность станции – 440 м3/сут.

Снабжает водой одноименный поселок.

Изначально вода в поселок поставлялась из Дзержинска, но в связи с износом трубопроводов было принято решение отказаться от такого способа подачи воды. В настоящее время вода забирается из подземного природного источника. Природная вода отличается избыточным содержанием железа и марганца. Это требует дополнительных технологий очистки — обезжелезивания и деманганации.

В планах развития станции – строительство новой станции водоподготовки проектной производительностью 450 м3/сут.



Автозаводская водопроводная станция
(АО «Нижегородский водоканал»)

Введена в эксплуатацию в 1937 году.

Источником воды служит река Ока. Снабжала водой частично Ленинский и частично Автозаводский районы.

Очистка воды двухступенчатая: двухъярусный горизонтальный отстойник и скорые фильтры. В июне 2013 года станция законсервирована.

До 2006 года часть Ленинского района города снабжала водой водопроводная станция Первомаевская (находилась в эксплуатации с 1930 года). Источником воды для станции служила река Ока, однако, в связи с износом и устареванием оборудования станция законсервирована.

Автозаводская водопроводная станция
(ООО «Заводские сети»)

Централизованное водоснабжение потребителей Автозаводского района осуществляется водопроводной станцией ООО «Заводские сети».

Автозаводская водопроводная станция введена в эксплуатацию в 1932 году.

Источником воды служит река Ока.

Используется для нужд производственной площадки ОАО «ГАЗ» и Автозаводской ТЭЦ (75-80 тыс./м3), а также подает воду для АО «Нижегородский водоканал» (60-75 тыс. м3/сут.).

В настоящее время в работе находятся очистные сооружения проектной производительностью 297,5 тыс./м3 в сутки.

Фактическая среднесуточная производительность станции составляет в среднем 130-140 тыс./м3.

На Автозаводской насосной станции ООО «Заводские сети» имеется две насосные станции первого подъема (НС-1):

Первая НС-1 в настоящее время не действует. Здесь установлены 6 насосных агрегатов марки Д2000/34 с электродвигателями 250 кВт. Подъем построен в 1932 году, состояние станции и насосного оборудования – удовлетворительное. Имеется кран-балка для ремонта оборудования.

Вторая НС-1 построена в 1965 году и находится в эксплуатации. В НС-1 установлено 5 насосных агрегатов: марки Д6300/27 с электродвигателями 630 кВТ – 3 штуки, марки Д3000/21 с электродвигателем 400 кВТ – 1 штука, марки Д2000/24 электродвигателем 250 кВТ – 1 штука. Состояние станции и оборудования удовлетворительное. Часть запорной арматуры заменена на импортную. С НС-1 по трем водоводам Д=1000мм вода подается на очистные сооружения.

В состав Автозаводской водопроводной станции (АВС), проектной производительностью - 297,5 тыс. м3/сут. (выработка – 130 тыс. м3/сут.) входит:

-Оголовок, год ввода в эксплуатацию 1965 год, пропускная способность 400,0 тыс. м3/сут.

От оголовка до мокрого колодца, по дну реки уложены два самотечных водовода Ø1200 мм.

- Насосная станция первого подъема №1, год ввода в эксплуатацию 1932, насосная станция предназначена для подъема речной воды на очистные сооружения, в машинном отделении установлено 2 насосных агрегатов марки Д2000/34 с эл. двигателем 250 кВт.

-Насосная станция первого подъема №2, год ввода в эксплуатацию 1966, предназначена для подачи речной воды на очистные сооружения, на станции установлено 5 насосных агрегатов Д6300/27 с эл. двигателем 630 кВт – 2шт., Д6300/27 с эл. двигателем 500 кВт – 1шт., Д2000/34 с эл. двигателем 250 кВт, Д3200/33 с эл. двигателем 400 кВт.

-Плавучая насосная станция предназначена для подачи речной воды на очистные сооружения в количестве 370,0 тыс. м3/сут., ее работа предусматривается при пониженном уровне воды в реке Ока и в период прохождения шуги. На станции установлено 3 насоса 24НДС (Д5000/50) и 2 насоса ВВН-3. Насосы работают в общий напорный коллектор Ø1000мм.

-Берегоукрепление построено в 1987 году для защиты площадки АВС от влияния Чебоксарского водохранилища.

-Фильтростанция №1, производительностью 47 тыс. м3 /сут, введена в эксплуатацию в 1932 году. В состав фильтростанции входят смеситель, 2 отстойника, 10 шт. скорых

фильтров, площадью 36 м2 каждый. В связи со снижением потребления питьевой воды фильтростанция №1 выведена из эксплуатации – с 2013г.

-Фильтростанция №2, производительностью 200 тыс. м3 /сут, введена в эксплуатацию в 1966 году. В состав фильтростанции входят смесители, камеры реакции, отстойники, 10 шт. скорых фильтров, площадью 108 м2 каждый. В восьми фильтрах смонтирован трубчатый дренаж большого сопротивления , в двух фильтрах колпачковый дренаж.

-Фильтростанция №3, производительностью 50 тыс. м3 /сут. введена в эксплуатацию в 1997 году. На фильтростанции №3 принята схема: – 10 шт. префильтров и 6 шт скорых фильтров. Эксплуатация префильтров показала их неудовлетворительную работу. В настоящее время в связи со снижением производственной программы Фильтростанция №3 выведена из работы.

-Озонаторная введена в эксплуатацию в 1975 году, на станции смонтировано технологическое оборудование французской фирмы «ТРЕЛИГАЗ». Полученная в озонаторах озоно-воздушная смесь в количестве до 1000 м3/час по нержавеющим трубкам подаётся в три контактные камеры, где фильтрованная вода смешивается с озоном.

-«Хлораторная» 120кг хлора/час введеная в эксплуатацию в 1995 году, применялась для хранения жидкого хлора в контейнерах и для обеззараживания воды из поверхностного источника водоснабжения.

С сентября 2014г. «Хлораторная» выведена из эксплуатации в связи с вводом в эксплуатацию мембранных биполярных электролизёров МБЭ 450 – производительностью до 450 кг хлора/сут.

-Резервуары чистой воды являются регулирующей емкостью, обеспечивающей равномерную работу насосных станций, предназначены для хранения готовой продукции – до 42000м3.

На АВС имеется 9 резервуаров чистой воды, выполнены из железобетона, 1932-1992г. года постройки.

Резервуары являются сообщающимися емкостями и соединены между собой водоводами Ø 800- 1000 мм.

РЧВ №1,2 выведены из эксплуатации с 2013г. в связи с консервацией фильтростанции №1.

-Реагентное хозяйство располагается в блоке фильтростанции №2, построенном в 1966 году и имеет несколько изолированных помещений: отделение для восьми растворных баков, четыре резервуара для мокрого хранения коагулянта, смесители, склад хранения кускового сернокислого алюминия, площадка восьми кислотных насосов.

В реагентном хозяйстве производится хранение коагулянта, приготовление рабочего раствора коагулянта и дозирование его в обрабатываемую воду.

-Первый пояс санитарной охраны. Граница первого пояса санитарной охраны водоисточника р. Ока для водоочистных сооружений установлена по периметру ж/б забора площадки АВС и в направлении к противоположному берегу – полоса акватории шириной 100 м.

-Сооружение повторного использования воды после промывки фильтров. Проектная производительность комплекса - 12,7 тыс.м3/сут. СПИВ принимает промывные воды ф/станции №2 АВС, где происходит осаждение песка и ила. После чего очищенная вода подается в смесители ф/станции №2 на повторное использование.

-Насосная станция II подъема №1 предназначена для забора питьевой воды из резервуаров чистой воды и подачи ее в водопроводные сети, идущие в завод, Автозаводский и Ленинский районы. Год ввода в эксплуатацию насосной станции

-1932. На станции установлены следующие насосные агрегаты: Насосы № 4,5,6 – Д 2500/62 с эл. двигателями 630 кВт Насосы № 8 – Д 1250/65 с эл. двигателями 315 кВт

Насосы № 9,10 – Д 2000/21 с эл. двигателями 160 кВт – промывные для фильтростанции №1(выведены из эксплуатации).

Насосы № 7 – Д 2000/100 с эл. двигателем 630 кВт

-Насосная станция II подъема №2 предназначена для забора питьевой воды из резервуаров чистой воды № 3-9 и подачи ее в водопроводную сеть потребителям. Год ввода в эксплуатацию насосной станции – 1966. На станции установлено 5 насосов:

основные сетевые насосы – Д 4000/95 – 1 шт. с эл. двигателем 1250 кВт, Д 4000/60 – 2 шт с эл. двигателями 800 кВт.

промывные насосы – Д 6300/27 – 2 шт.

-Химико-бактериологическая лаборатория осуществляет контроль качества питьевой воды и сточных вод в соответствии с «Положением об аккредитованной химико-бактериологической лаборатории».

В настоящее время имеется резерв по производству питьевой воды – 70 тыс. м3/сутки. (От действующей фильтростанции №2)

Административно-территориальное образование Новинский сельсовет

Централизованное водоснабжение имеется в с.п. Новинки, с.п. Кудьма, д. Комарово, д. Сартаково, д.Кусаковка.

Схема водоснабжения в населенных пунктах Новинки, Кудьма, Комарово и Сартаково следующая: вода из артезианских скважин насосами I подъема через сетчатый фильтр механической очистки подается в водонапорную башню, из которой поступает в разводящую сеть и далее к потребителям. Станции водоподготовки (умягчения) в сельском поселении отсутствуют, вода потребителям подается без очистки. В с.п. Новинки существует также поверхностный водозабор с р. Ока производительностью 10 м3, который не эксплуатируется с 2011 года. Износ водозабора составляет 95%.

Водоснабжение жилого комплекса «Окский берег», «Стрижи», «Акварель» с.п.Новинки, с.п.Кудьма осуществляется по договорам с АО «Нижегородский водоканал».

В д. Кусаковка источниками водоснабжения являются 3 каптажных устройства (неглубокие опускные колодцы) для захвата подземных вод из родников через дно каптажных камер. От каптажей родников ресурс самотеком подается в резервуары для хранения воды и далее насосными станциями II подъема подаются в разводящие водопроводные сети.

Общая характеристика водопроводных станций городского округа город Нижний Новгород отражена в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 - Общая характеристика водопроводных станций

№ п/п	Наименование водопроводной станции	Год ввода в эксплуатацию	Район обслуживания	Проектная производительность, тыс.м3/сутки
1	2	3	4	5
1	Ново – Сормовсквя водопроводная станция	1958 г.	Московский, Сормовский, Ленинский, Канавинский, Автозаводский районы	380,0
2	водопроводная станция «Малиновая гряда»;	1979 г.	Нижегородский и Приокский районы, административно-территориальное образование Новинский сельсовет	200,0
3	«Слудинская» водопроводная станция	1951 г.	Советский и Нижегородский районы	100,0
4	станции водоподготовки п. Березовая Пойма	2001 г.	п. Березовая Пойма	0,440
5	Автозаводская водопроводная станция (АО «Нижегородский водоканал»)	1937 г.	частично Ленинский и частично Автозаводский районы	75,0 законсервирована

№ п/п	Наименование водопроводной станции	Год ввода в эксплуатацию	Район обслуживания	Проектная производительность, тыс.м3/сутки
1	2	3	4	5
	Автозаводская водопроводная станция (ООО «Заводские сети»)	1932 г.	автозавод ГАЗ и микрорайон ЮГ Автозаводского района	297,5
	ВСЕГО			1 052,94

Общая проектная производительность водопроводных станций, действующих в настоящее время, составляет 1052,94 тыс. м3 в сутки.

Основной эксплуатирующей организацией, осуществляющей водоснабжение питьевой водой потребителей г. Нижний Новгород, является АО «Нижегородский водоканал».

За 2021 год основной объем подачи воды потребителям приходится на АО «Нижегородский водоканал» - 128,4 млн. куб. м/год.

Предприятие обслуживает водопроводные сети общей протяженностью более 1700 км, расположенные на территории площадью 41000 га с населением более чем 1,26 млн человек. В эксплуатации АО «Нижегородский водоканал» находятся 5 водозаборных водопроводных станций и 227 повысительных насосных станций.

Для подачи холодной воды абонентам, в том числе подача ее на источники тепловой энергии, в закрытую систему централизованного горячего водоснабжения, с требуемым напором на водопроводной сети установлены водопроводные насосные станции. Часть насосных станций установлено непосредственно на центральных тепловых пунктах системы теплоснабжения.

Сведения о водопроводных насосных станциях, установленных на котельных, центральных тепловых пунктах и тепловых насосных станциях, и основные характеристики насосного оборудования приведены в таблице 3.4.4.

Таблица 3.4.4 - Сведения о водопроводных насосных станциях, установленных на котельных, центральных тепловых пунктах и тепловых насосных станциях

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
1	ВНС ЦТП УЛ. НАРОДНАЯ. 48 А	КМ 100-80-160	100	32	15
		КМ80-50-200	50	50	15
2	ВНС В ЦТП УЛ. КОМИНТЕРНА, Д. 115 А	К100-80-160	100	32	15
		К100-80-160	100	32	15
3	ВНС ЦТП УЛ. КАСИМОВСКАЯ, Д. 17	К45/30	45	30	7,5
		К45/30	45	30	7,5
4	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ УЛ.ПУТЕЙСКАЯ, Д. 31	DAB K28/500T	дек.39	18-36	5,5
		К65-50-160	25	32	5,5
5	ВНС В ЦТП УЛ. ЗАРЕЧНАЯ, Д. 1	KSB Etaline ETL 50-50-160	58	34	15
		KSB Etaline ETL 50-50-160	58	34	15
6	ВНС В ЦТП УЛ. ПУТЕЙСКАЯ, Д. 9	К80-50-200	50	50	15
		К80-50-200	50	50	15
7	ВНС ЦТП УЛ. ИВАНОВА, 14 В	К150-125-315	200	32	30
		К160/30	160	30	30
8	ВНС ЦТП ЛЕСНОЙ ГОРОДОК, Д. 5	К 8/18	8	18	1,5
		К 8/18	8	18	1,5
9	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ	К150-125-315	200	32	30

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
	УЛ.ПУГАЧЕВА	Lowara NSCS125 315/370/W45V CC4	270	35	37
		Lowara NSCS125-315/370/W45V CC4	270	35	37
10	НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ В ЦТП-12 М/Р СОРМОВО	Lowara NSCE50-160/75	56	29	7,5
		Lowara NSCE50-160/75	56	29	7,5
11	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ УЛ.КОПЕРНИКА, Д. 1 А	КМ 65-50-160/2-5	25	32	5,5
		КМ 65-50-160/2-5	25	32	5,5
12	ВНС ЦТП УЛ. КРАСНЫХ ЗОРЬ, Д. 4 А	КМ 100-80-160/2-5	100	32	15
		КМ 100-80-160/2-5	100	32	15
13	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ БОЛЬНИЦА №39 МОСКОВСКОЕ ШОССЕ	К45/30	35	25	5,5
		4К6	100	80	45
14	ВНС В ЦТП УЛ. БОЛЬШАЯ ПОКРОВСКАЯ Д.93	К80-50-200(К50/50)	50	50	15
		КМ 80-50- 200/2-5 (3КМ-6)	50	50	15
15	ВНС ЦТП-121 ул. Германа Лопатина, д. 2б	Lowara NSCE65-125/75/P25VCC4	124	16	7,5
		Lowara NSCE65-125/75/P25VCC4	124	16	7,5
16	ВНС ЦТП-145 ул. Родионова, д. 182 а	Grundfos CRE/CRNE 16-40	20	40	7,5
		КМ 80-65-160	50	32	7,5
17	ВНС ЦТП-67 УЛ. РОКОСОВСКОГО, Д. 8 А	КМ 50-32-125	12,5	20	2,2
		КМ 50-32-125	12,5	20	2,2
18	ВНС ЦТП-149 ул. Верхне-Печерская,д 9 корпус 2	КМ-100-80-160	100	32	15
		КМ-100-80-160	100	32	15
		КМ-100-80-160	100	32	15
19	ВНС В ЦТП УЛ. НЕВЗОРОВЫХ, Д. 102	К 100-80-160	100	32	15
		К 100-65-200а	90	40	18,5
		К 100-65-200а	90	40	18,5
20	ВНС В ЦТП УЛ. ОШАРСКАЯ, Д. 61	КМ 150-125-250	200	20	18,5
		КМ 150-125-250	200	20	18,5
21	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ УЛ. ОГОРОДНАЯ, Д. 9/10	-	-	-	-
22	ВНС ЦТП-40 М-Р В. ПЕЧЕРЫ	-	-	-	-
23	ВНС В ЦТП ул.Тургайская д.3А	КМ80-65-160,№1	50	32	7,6
		К45/30, №2	45	32	7,6
24	ВНС В ЦТП-5 УЛ. КАРЛАМАРКСА, Д. 18	Wilo NL 150/400-45-4-12, № 1	370	51,7	45
		Wilo NL 150/400-45-4-12, № 2	370	51,7	45
		Wilo NL 150/400-45-4-12, № 3	370	51,7	45
		КМ100-65-200,№ 4	100	50	30
25	ВНС В ЦТП-4 УЛ. КАРЛАМАРКСА, Д.15 А	КМ100-65-200,№1	100	50	30
		КМ100-65-200,№2	100	50	30
		К-150-125-315,№3	200	32	30
		Д-200-36, №4	200	36	30
26	ВНС в ЦТП-2, б-р Мещерский, 2а	Wilo NL 125/400-45-4-12, № 1	350	59	45

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
		Wilo NL 125/400-45-4-12, № 2	350	59	45
		Wilo NL 125/400-45-4-12, № 3	350	59	45
27	ВНС ЦТП-1 УЛ. ЕСЕНИНА, Д. 7 А	LOWARA NSCE 65-160/185/P25VCC4, №1	100	40,7	18,5
		LOWARA NSCE 65-160/185/P25VCC4, №2	100	40,7	18,5
		К100-65-200,№3	100	50	30
28	ВНС ЦТП-3 УЛ. ЕСЕНИНА, Д. 31	Lowara NSC100-200/370/W25VCC4, №1	325	53,9	37
		Lowara NSC100-200/370/W25VCC4, №2	325	53,9	37
		Д 320-50, №3	320	50	75
29	ВНС ЦТП-11 УЛ. ГОРДЕЕВСКАЯ	К45/55, №1	45	55	15
		К 100-80-160,№2	100	32	15
		К 100-80-160,№3	100	32	15
30	ВНС М-Р 1 ГОРДЕЕВКА ЦТП 7	К 100-80-160,№1	100	32	15
		К 100-80-160,№1	100	32	15
		К-90/55А, №3	90	55	30
31	ВНС ЦТП-18 УЛ. ГЕНЕРАЛАЗИМИНА, Д. 24 А	KSB GN065 -160/114 G11,№1	36	7,98	1,1
		KSB GN065 -160/114 G11,№2	36	7,98	1,1
32	ВНС ЦТП-52 УЛ. ГЕНЕРАЛАЗИМИНА, Д. 26 А	4К-8, №1	100	50	30
		К-100-65-200,№2	100	50	30
		К-100-65-200,№3	45	45	15
33	ВНС в котельной, ул. Обухова, 51	К20/30, №1	20	30	3,5
		К20/30, №2	20	30	3,5
34	ВНС ЦТП УЛ. ТАГАНСКАЯ, 4А (УЛ. ГЛ. УСПЕНСКОГО)	К100-65-200а,№1	90	40	18,5
		К100-65-200а,№2	90	40	18,5
		К100-65-200,№3	100	50	30
35	ВНС В ЦТП -3 ПР.ЛЕНИНА Д.61Б	К 100-80-160а,№1	90	25	11
		К 100-80-160а,№2	90	25	11
		К 100-65-200,№3	100	50	30
36	ВНС В ЦТП БОЛЬНИЦА № 33 ПР. ЛЕНИНА, Д.54	КМ100-80-160,№1	100	32	15
		КМ100-80-160,№2	100	32	15
37	КОТЕЛЬНАЯ ПР. ЛЕНИНА, Д. 22 В	К90/35 d1, №1	100	35	15
		К90/35 d1, №2	100	35	15
		К-100-80-160,№3	100	32	15
38	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ, УЛ. АРХИТЕКТУРНАЯ, 2Д	КМ 100-80-160/2-5, №1	100	32	15
		КМ 100-80-160/2-5, №2	100	32	15
39	КОТЕЛЬНАЯ УЛ. НОВИКОВА ПРИБОЯ, Д. 35 А	ЦВС 10/40, №1	10	40	4
	ВНС В ЦТП, УЛ. НОВИКОВА-ПРИБОЯ, УЛ. 17А	К65-50-160(d160), №1	25	32	5,5
		К65-50-160(d160), №2	25	32	5,5
40	ВНС В ЦТП Б-Р Заречный д.3а	LOWARA NSCE 50-160/55/P25VCS4, №1	50,4	23,4	5,5
		LOWARA NSCE 50-160/55/P25VCS4, №2	50,4	23,4	5,5
		К100-65-200,№3	100	50	30

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
41	ВНС ТНС- 10 УЛ. ВАТУТИНА, Д. 16 А	К100-65-200,№1	100	50	30
		К100-65-200,№2	100	50	30
42	ЦТП №4 ПР. ЛЕНИНА, Д. 49 Б	К100-65-200,№1	100	50	30
		4К-8, №2	100	50	30
		К100-65-200,№3	100	50	30
		К100-65-200,№4	100	50	30
43	ВНС ТНС-20 УЛ. ЛЬВОВСКАЯ, Д. 2	К100-80-160,№1	100	32	15
		К100-80-160,№2	100	32	15
		К100-80-160,№3	100	30	22
44	ВНС ТНС-21 УЛ. ЛЬВОВСКАЯ, Д. 21	LOWARA NSCE 65-200/150/P25VCC4, №1	100	35,2	15
		LOWARA NSCE 65-200/150/P25VCC4, №2	100	35,2	15
45	ВНС ТНС- 14 УЛ. МЕЛЬНИКОВА, Д. 8	КМ 100-80-160/2-5, №1	100	32	15
		КМ 100-80-160/2-5, №2	100	32	15
46	ВНС ТНС-25 ПЕР. МОТОРНЫЙ, Д. 2	КМ 100-80-160/2-5, №1	100	32	15
		К100-80-160,№2	100	32	15
47	ВНС ТНС-15 УЛ. ПЕРЕХОДНИКОВА Д.31	К100-80-160,№1	100	32	15
		К100-80-160,№2	100	32	15
48	ВНС ТНС-3 УЛ. ПЕРМЯКОВА, Д. 4а	Etaline GN 080-210/404 G11,№1	70	15	4
		Etaline GN 080-210/404 G11,№2	70	15	4
49	ВНС ТНС-4 УЛ. ПЕРМЯКОВА, Д. 34	К100-65-200,№1	100	50	30
		К100-65-200,№2	100	50	30
		К100-65-200,№3	100	50	30
50	КОТЕЛЬНАЯ УЛ. ПРЕМУДРОВА, Д. 12 А	LOWARA NSCE 65-125/92/P25VCC4, №1	132,3	20,2	9,2
		LOWARA NSCE 65-125/92/P25VCC4, №2	132,3	20,2	9,2
		6К-8, №3	190	30	30
51	ВНС ТНС-22 УЛ. КОЛОМЕНСКАЯ, Д. 10	KSB Etaline 065-065-160,№1	100	50	18,5
		KSB Etaline 065-065-160,№2	100	50	18,5
52	КОТЕЛЬНАЯ КВ-Л «РЖАВКА» УЛ. КОМАРОВА, Д. 14 А	Etaline GN 065-160/114 G11,№1	36	7,98	1,1
		Etaline GN 065-160/114 G11,№2	36	7,98	1,1
53	ВНС В ЦТП-30 УЛ. КОСМИЧЕСКАЯ, 36	ЦМЛ 150/360-30/4, №1	100	22	22
		ЦМЛ 150/360-30/4, №2	100	22	22
		ЦМЛ 150/360-30/4, №3	100	22	22
54	ЦТП № 5 ПР. ЛЕНИНА, Д. 45	К160/30, №1	160	30	30
		Д320-50, №2	320	50	75
		Д320-50, №3	320	50	75
55	ВНС ТНС- 11 УЛ. ШКОЛЬНАЯ, Д. 32 Б	К100-65-200, №1	100	50	30
		К100-65-200, №2	100	50	30
		К100-65-200, №3	100	50	30
56	ВНС ТНС- 23 УЛ. САЗАНОВА, Д. 4	К80-50- 200(К50/50), №1	69,98	40	30

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
		КМ 100-80-160/2-5, №2	100	32	11
		КМ 80-50- 200/2-5 (3КМ-6), №3	50	50	15
57	ВНС ТНС- 18 УЛ. КОСМИЧЕСКАЯ, Д. 49	К100-65-200, №1	100	50	30
		К100-65-200, №2	100	50	30
58	ВНС ТНС-12 УЛ. ДЬЯКОНОВА, Д. 26 А	К100-65-200а, №1	90	40	18,5
		К80-50- 200(К50/50), №2	69,98	40	15
		К100-65-200а, №3	90	40	18,5
59	ВНС ТНС-7 ПР. БУСЫГИНА, Д. 19	К80-50- 200(К50/50), №1	69,98	40	15
		К80-50- 200(К50/50), №2	69,98	40	15
60	ВНС ТНС-13 УЛ. ДЬЯКОНОВА Д.13	Etaline GN 050-250/1102 G11 (d=209), №1	40	52	10,62
		Etaline GN 050-250/1102 G11 (d=209), №2	40	52	10,62
61	ВНС ТНС-16 УЛ. ЯНКИ КУПАЛЫ, Д. 16	К 90/55, №1	90	55	30
		К 90/55, №1	90	55	30
		К 90/55, №1	90	55	30
62	ВНС ТНС-17 УЛ. ЧЕЛЮСКИНЦЕВ, Д. 18	Lowara NSCE65-200/150/P25VC C4, №1	100	35,2	15
		Lowara NSCE65-200/150/P25VC C4, №2	100	35,2	15
63	ВНС ТНС-26 ПР. ИЛЬИЧА, Д. 40	КМ 150-125-250 (6КМ-12), №1	200	20	18,5
		КМ 150-125-250 (6КМ-12), №3	200	20	18,5
		КМ 150-125-250 (6КМ-12), №2	200	20	18,5
64	ВНС ТНС- 24 УЛ. КРАСНОУРАЛЬСКАЯ, Д. 5 А	К100-65-200, №1	100	50	30
		К100-65-200, №2	100	50	30
65	ВНС ТНС- 8 УЛ. ЮЖНОЕ ШОССЕ, Д.28 А	К100-65-200, №1	100	50	30
		К100-65-200, №2	100	50	30
66	ЦТП УЛ. РАДИО, Д. 6	К100-80-160а, №1	90	25	11
		К100-80-160а, №1	90	25	11
		К45/30, №3	45	30	7,5
67		К20/30, №1	20	30	4

№ п/п	ВНС	Тип (марка) насоса	Подача $м^3/ч$	Напор, м	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
	КОТЕЛЬНАЯ УЛ. ПРОФИНТЕРНА	К20/30, №2	20	30	4
68	ВНС В ЦТП УЛ. ЗАВОДСКАЯ, Д. 17	КМ 100-80-160/2-5, №1	100	32	15
		КМ 100-80-160/2-5, №2	100	32	15
69	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ, УЛ.ЧКАЛОВА, Д. 9	К80-50- 200(К50/50), №1	50	50	15
		К80-50- 200(К50/50), №1	50	50	15
70	ВНС ТНС- 29 УЛ. КОСМИЧЕСКАЯ, Д. 48	Grundfos CR 45-2-2, №1	45	30,6	5,5
		Grundfos CR 64-2, №2	64	44,3	11
		Grundfos CR 64-2, №2	64	44,3	11
71	ВНС ТНС-19 РОДДОМ № 7	Демонтированы	-	-	-
72	ВНС ЦТП-93 УЛ. ГЕНЕРАЛАЗИМИНА, Д. 26 А	К100-65-200	100	50	30
		Д200-36	200	36	30
73	ВНС В КОТЕЛЬНОЙ УЛ.ЧКАЛОВА, Д. 37	КМ-80-65-160, №1	50	32	7,5
		КМ-80-65-160, №2	50	32	7,5

Источником водоснабжения Новинского сельсовета являются как подземные воды (артезианские скважины и каптажи родников), так и поверхностные (р. Ока). На территории поселения насчитывается 13 артезианских скважин для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения, из которых 3 скважины законсервированы.

Перечень источников водозабора (артезианских скважин) Новинского сельсовета, находящихся в зоне ответственности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик», и описание состояние и функционирования водопроводных сетей систем водоснабжения отражены в таблице 3.4.5.

Таблица 3.4.5 - Перечень источников водозабора (артезианских скважин) Новинского сельсовета, находящихся в зоне ответственности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик»

№ п/п	Местонахождение артезианских скважин	Дебит,м3/час (л/с)	Характеристикакачества воды. Параметры несоответствия СанПиН 1.2.3685-21	Марка насоса	Энергоэфффективность подачи воды,кВт/куб.м	Состояние (% износа)
1	п.Кудьма, СВ окраина,ул.Заводская,29	3	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 10,6	ЭЦВ 4-4-125	1,46	98
2	п.Кудьма, СВ окраина,ул.Заводская,34	5,6	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 11,5			89
3	п.Кудьма, 0,1км к югу отж/д станции, ул.Пушкина.20д	5,5	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 11	ЭЦВ 6-10-140		70
4	Кудьма, 0,1км к югу отж/д станции, ул.Станционная, 72б	2,65	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 11,5			98
5	п.Новинки ЮВ окраинасела, ул.Полевая	2,8	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 11	ЭЦВ 6-10-140		98
6	п.Новинки, в центре села(у памятника) ул.Новая	1,25	«Жесткость общая». Норма 7,0; факт 9,6	ЭЦВ 6-10-140		98
7	п.Новинки, ул.Нагорная1/1	5		ЭЦВ 6-5,6-140		8
8	п.Новинки, ул.Береговая	6		ЭЦВ 6-10-140		92
9	с.п.Новинки, ул.Береговая10/2	5		ЭЦВ 6-10-125		8
10	д.Сартаково, ул.Центральная, д.168/2	5				90
11	д.Сартаково	5		ЭЦВ 5-5,5-140		
12	д.Комарово, ул.Школьная,1а	5		ЭЦВ 5-5,6-120		88
13	ВСЕГО	51,8				90

В связи с особенностью физико-георафических условий Нижнего Новгорода в городе существуют две раздельные системы водоснабжения. Водоснабжение Нагорной части осуществляется двумя водопроводными станциями «Слудинская» и «Малиновая гряда» с водозаборами из реки Ока. Заречную часть города снабжают водой две водопроводные станции: Автозаводская водопроводная станция, принадлежащая ООО «Автозаводская ТЭЦ», берет воду из реки Ока, и водопроводная станция «Ново-Сормовская» – из реки Волга.

На станциях установлено насосное оборудование средний возраст которого около двадцати лет (Таблица 3.4.6.)

Таблица 3.4.6 – Характеристики насосного оборудования,установленного на водопроводных станциях

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение
1	2	3	4
	«Слудинская» водопроводная станция		
1	НС – 1го подъема	10НМК-2	Подача речной воды на очистные сооружения
2	НС – 1го подъема	ЦН-1000-180-3	Подача речной воды на очистные сооружения
3	НС – 1го подъема	ЦН-400-210-2	Подача речной воды на очистные сооружения
4	НС – 1го подъема	20НДС	Подача речной воды на очистные сооружения
5	НС – 1го подъема	2ФВМ	Отвод дренажных вод
6	НС – 1го подъема	ВВН-3Н	Создание вакуума в сифонной линии
7	НС – 1го подъема	АХ40-25-160 КСД-2У	Прием и перекачка аммиачной воды
8	НС-Дополнительного подъема	22НДС	Подача речной воды на очистные сооружения
9	НС – 2го подъема	Д 2500-62	Подача воды в городскую сеть
10	НС – 2го подъема	300Д-90	Подача воды в городскую сеть
11	НС – 2го подъема	22НДС	Подача воды в городскую сеть
12	НС промывных вод	22НДН	Промывка скорых фильтров
13	Реагентное хозяйство	ВВН12	Растворение, перемешивание коагулянта
14	Реагентное хозяйство	Х50-32-152	Перекачка коагулянта
15	3-я секция	К100-65-250	Подкачивающие насосы
16	3-я секция	К80-50-200	Подкачивающие насосы
17	1-я секция	4К-9	Подкачивающие насосы
18	Цех по приготовлению озона	К 15/3000 «ДАВ»	Подкачивающие насосы
19	Цех по приготовлению озона	G80-160	Рециркуляционные насосы
	«Малиновая гряда» водопроводная станция		
1	НС-1	22НДС (Д4000-95)	НС-1
2	НС-1	22НДС (Д4000-95)	НС-1
3	НС-1	Д2000-100а-2	НС-1
4	НС-1	22НДС (Д4000-95)	НС-1
5	НС-1	22НДС (Д4000-95)	НС-1
6	НС-доп. подъема	24 НДС(Д5000-50)	НС-доп. подъема
7	НС-доп. подъема	24 НДС(Д5000-50)	НС-доп. подъема
8	НС-доп. подъема	24 НДС(Д5000-50)	НС-доп. подъема
9	НС-доп. подъема	24 НДС(Д5000-50)	НС-доп. подъема
10	НС-2	32Д19(Д6300-27)	НС-2
11	НС-2	32Д19(Д6300-27)	НС-2

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение
1	**2**	**3**	**4**
12	НС-2	20НДС (Д3200-70)	НС-2
13	НС-2	20НДС (Д3200-70)	НС-2
14	НС-2	20НДС (Д3200-70)	НС-2
15	НС-2	24НДС(Д6300-80)	НС-2
16	НС-2	24НДС(Д6300-80)	НС-2
17	НС уср. Стоков	СМ-150-125-400	НС уср. Стоков
18	НС уср. Стоков	СМ-150-125-400	НС уср. Стоков
19	НС ОПВ	ФГ-450/22,5	НС ОПВ
20	НС ОПВ	ФГ-450/22,5	НС ОПВ
21	Реагентн. хоз-во	АХ 100/65/315 К	Реагентн. хоз-во
22	Реагентн. хоз-во	Х 50/32/125	Реагентн. хоз-во
23	Реагентн. хоз-во	АХ 50/32/200	Реагентн. хоз-во
24	Реагентн. хоз-во	АХ 100/65/315 К	Реагентн. хоз-во
25	Реагентн. хоз-во	СМ 150/125/315	Реагентн. хоз-во
26	Реагентн. хоз-во	АХ 100/65/315 К	Реагентн. хоз-во
27	Цех по изготовлению озона	ZA355-3,5	Цех по приготовлению озона
28	Цех по изготовлению озона	ZA355-3,5	Цех по приготовлению озона
29	Цех по приготовлению озона	ZA355-3,5	Цех по приготовлению озона
30	Цех по приготовлению озона	GA5-7,5 FF	Цех по приготовлению озона
31	Цех по приготовлению озона	GA5-7,5 FF	Цех по приготовлению озона
	Ново-Сормовская водопроводная станция		
1	НС-1 подъема 1 очередь	22НДС (№1)	Подача воды на о/с
2	НС-1 подъема 1 очередь	22НДС (№2)	Подача воды на о/с
3	НС-1 подъема 2 очередь	24НДС (№6)	Подача воды на о/с
4	НС-1 подъема 2 очередь	24НДС (№7)	Подача воды на о/с
5	НС-1 подъема 2 очередь	22НДС (№8)	Подача воды на о/с
6	НС-1 подъема 2 очередь	24НДС (№9)	Подача воды на о/с
7	НС-1 подъема 2 очередь	24НДС (№10)	Подача воды на о/с
8	НС-1 подъема 2 очередь	24НДС (№11)	Подача воды на о/с
9	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№6)	Подача воды в город
10	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№7)	Подача воды в город
11	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№8)	Подача воды в город
12	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№9)	Подача воды в город
13	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№10)	Подача воды в город
14	НС-2 подъема 2 очередь	20НДС (№11)	Подача воды в город
15	НС-2 подъема 2 очередь	32Д-19 (№4)	Промывка фильтров
16	НС-2 подъема 2 очередь	32Д-19 (№5)	Промывка фильтров
17	НС-2 подъема 1 очередь (станция законсервирована)	20НДС (№4)	Подача воды в город
18	НС-2 подъема 1 очередь	20НДС (№5)	Подача воды в город
19	(станция законсервирована)		
	Березовая Пойма водопроводная станция		
1	скважины №1, №2. №3	ЭЦВ 6 -16-75	Подача воды на о/с
2	Здание о/с	DNP 40-160/165	Подача воды в город

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение
1	2	3	4
3	Здание о/с	Sera R 409.2-0,8	Обеззараживание воды

Техническая вода.

На территории городского округа город Нижний Новгород производство технической воды для потребителей осуществляется на водопроводной станции «Ново-Сормовская», «Слудинская» АО «Нижегородский водоканал» и станции по производству технической воды «Промводопровод» ООО «Заводские сети».

В состав ООО «Заводские сети» входит станция по производству технической воды Промводопровод.

Станция по производству технической воды – **станция «Промводопровод»** производительностью 110 тыс. м3/сут. (выработка – 20 тыс. м3/сут.). Год ввода в эксплуатацию 1976 г. Отбор воды происходит из сбросного канала ТЭЦ при помощи водоприемных карманов. От них по двум самотечным линиям ф1200 мм вода подается в водоприемные камеры насосной станции.

В состав очистных сооружений станции «Промводопровод» входит:

-Насосная станция 1 подъема. В машинном зале насосной станции в соответствие с требуемыми расходами и напорами воды установлены 4 насоса: 2 насоса- Д4000/22 и 2 насоса -Д2000/34.

-Градирни – 4 блока, каждый состоит из двух секций. Градирни выполнены с оросителями капельного или брызгательного типов, с вентиляторами ВГ-70 на каждой секции и трубчатой водораспределительной системой из стальных труб, на которые установлены разбрызгивающие сопла. Трубчатая система рассчитана на производительность 966 м3/ч на 1 секцию.

-Резервуары охлажденной воды емкостью 500 м3- 2 шт.

-Насосная станция охлажденной воды. Станция предназначена для подачи охлажденной воды после градирен в реагентное хозяйство. На станции предусмотрено размещение 3-х насосов: марки Д 4000/22 – 2шт., марки Д2000/21 – 1шт.

-Здание реагентного хозяйства. Здание Реагентного хозяйства состоит из следующих производственных помещений:

-отделение для приготовления раствора коагулянта;

-баки для мокрого хранения коагулянта;

-смесители;

-площадка кислотных насосов.

Схема дозирования коагулянта принята пропорционально расходу обрабатываемой воды.

-Блок фильтров и отстойников. В блоке фильтров размещены 12 горизонтальных отстойников со встроенными камерами хлопьеобразования и скорые фильтры. После отстаивания и фильтрации вода поступает в резервуары чистой воды.

-Резервуары чистой воды емкостью 10000 м3- 2 шт. Резервуары являются регулирующей емкостью, обеспечивающей равномерную работу насосных станций, предназначены для хранения готовой продукции.

-Насосная станция 2 подъема. Насосная станция 2 подъема предназначена для подачи потребителю очищенной воды и охлажденной воды из РЧВ. В насосной станции установлено 9 насосов: насосы №1,2 – Д2500/17, насосы №3,5 – Д2700/39, насосы №4,6 – Д3200/75, насосы №7,8 – Д1250/65, насос №9 – Д315/50.

-Сооружения повторного использования промывной воды. Станция предназначена для сбора воды после промывки фильтров в резервуар – усреднитель и перекачки ее без какой-либо дополнительной обработки в водоводы перед смесителем. Резервуар выполнен из 2-х самостоятельных секций, снабженных аварийным переливом. Для перекачки

промывной воды в насосном отделении сооружения установлены два насоса 8ФВ-12- один рабочий и один резервный.

Распределение технической воды:

Технический водопровод – 31,3 км из них:

-разводящие сети Ø 50÷300 мм – 9,5 км;

-магистральные сети Ø 300÷1000 мм – 21,8 км.

Нормативный срок эксплуатации технического водопровода:

-стальные трубы – 20 лет;

-чугунные трубы – 30 лет.

Срок ввода в эксплуатацию 1397 – 1997 гг.

Отработали нормативный срок эксплуатации 25,5 км, что составляет 81%.

На магистральных сетях технического водопровода в год 8÷10 дефектов, на разводящих 2÷3 дефектов.

Ежегодно перекладывается от 0,1 до 0,15 км трубопроводов. Просанировано 5,0 км трубопроводов технической воды.

Ситуация на сетях технического водоснабжения некритична.

Реки Ока и Волга по физико-химическим и микробиологическим показателям относятся ко 2-му классу поверхностного источника централизованного водоснабжения.

По своему качеству источники водоснабжения отличаются. Для окских водозаборов характерно более высокое содержание фитопланктона и вирусных загрязнений.

Волжский источник имеет более высокое загрязнение по показателям цветности и окисляемости.

Качественные показатели речной воды колеблются в различных пределах по сезонам года.

Периодическое ухудшение качества воды в поверхностных источниках водоснабжения происходит в паводковый период. Весенний паводок на реках Ока и Волга обычно начинается в марте-апреле при низкой температуре воды до 1^{o}C. В это время происходит рост органических загрязнений – цветности и окисляемости.

Максимальное значение показателя колифаги наблюдается в зимний период при низких температурах воды. С повышением температуры воды в реках начинает возрастать количественный показатель фитопланктона.

Постоянно в речной воде присутствуют железо, магний, марганец, барий, стронций. В отдельные периоды года в речной воде присутствовали алюминий и бор. Содержание остальных металлов незначительно.

Концентрации металлов, нефтепродуктов и фенольного индекса в речной воде могут повышаться в результате сбросов промышленных стоков.

Подземный источник водоснабжения поселка «Березовая Пойма» относится ко 2-му классу.

Постоянно в воде из скважин присутствуют железо и марганец. В отдельные периоды года в подземной воде присутствовали алюминий и медь. Содержание остальных металлов незначительно.

Сезонных колебаний по органолептическим показателям в подземной воде не наблюдается. Микробиологические загрязнения в подземной воде отсутствуют.

Технологическая схема очистки поверхностных вод на водопроводных станциях «Слудинская», «Малиновая гряда», «Ново-Сормовская», «Автозаводская» предполагает обработку природной воды коагулянтами и последующую двухступенчатую очистку.

Технологический процесс очистки воды включает в себя:

- Преаммонизацию – введение раствора аммиака в речную воду в аванкамеры насосных станций первого подъема. Основной целью процесса аммонизации является улучшение санитарной надежности (по бакпоказателям) технологических сооружений и водоразборной сети города, а также резкое снижение в питьевой воде образования хлорорганических веществ. Предварительная аммонизация позволяет снизить расход хлора до 50-60%, резко уменьшить образование хлорфенольных запахов при сбросе фенолов и нефтепродуктов, обеспечить надежную эксплуатацию процесса обеззараживания.

-Озонирование – очистка речной воды за счет окисления и удаления различных специфических химических загрязнений, таких, как фенолы, нефтепродукты, поверхностно-активные вещества, пестициды, амины. Для получения озона используют кислород. Озонирование позволяет снизить цветность воды, устранить запах и привкус воды, также уменьшить расход коагулянтов.

-Хлорирование (первичное и вторичное) –обеззараживание воды от различных микробиологических загрязнений и окисление различных органических и неорганических соединений. Реагентная обработка (коагулирование и флокулирование) - позволяет ускорить процессы осаждения взвешенных веществ и фильтрования. Использование ультразвуковых гидродинамических излучателей для введения раствора коагулянта при очистке воды позволяет интенсифицировать процессы растворения веществ, эмульгирования с получением мелкодисперсных устойчивых эмульсий.

-Отстаивание (первая ступень очистки)–позволяет осветлить воду для дальнейшей обработки.

-Фильтрацию (вторая ступень очистки) – позволяет окончательно очистить воду на скорых фильтрах.

- Ультрафиолетовое обеззараживание воды – позволяет добиться более эффективного обеззараживания воды после ее очистки, особенно в отношении вирусов и бактерий, которые устойчивы к воздействию хлора.

Речная вода через оголовки по водоводам поступает на насосные станции первого подъема, где происходит ее первичная обработка – преаммонизация для перевода активного свободного хлора в связанный. Ввод аммиачной воды осуществляется в аванкамеру на водопроводных станциях «Малиновая гряда», «Ново-Сормовская», «Автозаводская». На водопроводной станции «Слудинская» - перед всасывающими трубопроводами насосов насосной станции первого подъема.

На водопроводных станциях «Слудинская» и «Малиновая гряда» после преаммонизации вода поступает в контактную камеру озонирования. Озонирование позволяет стабилизировать качество очищенной воды, удалять запахи, привкусы различного происхождения, гуминовые кислоты, обуславливающие цветность воды, специфические органические загрязнения, обеспечивать обеззараживание в отношении спор и вирусов. Озон на водопроводных станциях вырабатывается цехом по приготовлению озона и вводится в начале технологической схемы перед подачей воды на смесители.

На Ново-Сормовской водопроводной станции озонирование отсутствует.

Перед подачей воды на смесители, на водопроводных станциях «Слудинская», «Малиновая гряда» и «Ново-Сормовская» производится первичное хлорирование воды для окисления различных органических и неорганических примесей и придания бактерицидных свойств воде. Количество смесителей на водопроводных станциях составляет: на Слудинской – 1 ед., на Малиновой гряде – 2 ед., на Ново-Сормовской – 4 ед. На водопроводной станции «Автозаводская» - 2 ед.

Обеззараживание воды на водопроводной станции «Слудинская» осуществляется гипохлоритом натрия, на водопроводной станции «Малиновая гряда» - хлором, на водопроводной станции «Ново-Сормовская» - дезинфицирующим реагентом «хлорной водой», полученным путем электролиза раствора пищевой поваренной соли в проточных мембранных биполярных электролизерах на станции обеззараживания МБЭ-2800.

Для дополнительной очистки воды – снижения концентрации микроэлементов за счет окисления примесей с последующим фильтрованием – при поступлении воды на смеситель подается раствор коагулянта. В качестве коагулянта применяется очищенный сернокислый алюминий, который хранится на станциях и центральном складе, и используется в виде раствора.

Для интенсификации процесса коагуляции и экономии коагулянта на водопроводных станциях «Малиновая гряда» и «Ново-Сормовская установлены гидроакустические ультразвуковые излучатели.

На выходе из смесителя (контактных камер) в воду вводится флокулянт. Приготовление раствора флокулянта, его дозировка и подача производится: на Слудинской водопроводной станции – на установке «MixLine-ALEBRO Dosier und Umwelttechik», на водопроводных станциях «Малиновая гряда» – на полимерной установке «Томал», на станции «Автозаводская» дозирование осуществляется в ручную, на Ново-Сормовской водопроводной станции – на механических мешалках (2 ед. на 2-3-ей секции, 1 ед. на 4-5-ой секции).

Из смесителя на водопроводных станциях «Слудинская», «Малиновая гряда» и «Ново-Сормовская» для удаления из воды основной массы, содержащихся в ней загрязнений вода направляется на первую ступень очистки.

На Слудинской водопроводной станции отстаивание воды осуществляется на 16-ти осветлителях со слоем взвешенного осадка 2-ой и 3-ей секции и на 3-х горизонтальных отстойниках 4-ой секции.

На водопроводной станции «Малиновая гряда» – на 10-ти горизонтальных отстойниках 1-ой и 2-ой очереди.

На Ново- Сормовской водопроводной станции – на 30-ти горизонтальных отстойниках 2-ой, 3- ей и 4-5-ой секции.

На Автозаводской водопроводной станции (ООО «Заводские сети») – на 20-ти горизонтальных отстойниках по 1300 м3 каждый.

Окончательная очистка воды достигается на второй ступени очистки – скорых фильтрах. Количество фильтров на водопроводных станциях составляет: на Слудинской – 16 ед., на Малиновой гряде – 10 ед., на Ново-Сормовской – 20 ед., на Автозаводской (ООО «Заводские сети») – 10 ед. В качестве фильтрующего материала на станциях применяется кварцевый песок. Дренаж труб преимущественно колпачковый (на Слудинской водопроводной станции наряду с колпачковым существует щелевой и дырчатый дренаж).

После фильтрации очищенная вода проходит вторичное хлорирование для обеспечения гарантированного обеззараживания воды и направляется в резервуары чистой воды. РЧВ являются регулирующими емкостями при очистных сооружениях, позволяющие обеспечить равномерную работу насосных станций второго подъема. Количество РЧВ на водопроводных станциях составляет: на Слудинской – 6 ед., на Малиновой гряде – 2 ед., на Ново-Сормовской – 4 ед., на Автозаводской (ООО «Заводские сети») – 6 ед.

После РЧВ на водопроводных станциях «Слудинская», «Малиновая гряда» и «Ново-Сормовская» чистая вода проходит ультрафиолетовое обеззараживание для очистки воды от патогенных микроорганизмов, в том числе, устойчивых к хлорированию. Обеззараживание воды осуществляется на станции УФО, состоящей из трех установок: на Слуде типа УДВ 156А-350-10В-1000Б, на Малиновой гряде типа УДВ 180А350-10В-1000Б, на Ново-Сормовской водопроводной станции 5 установок типа УВД 100А800-10-1000Д.

Далее очищенная обеззараженная питьевая вода насосной станцией второго подъема подается в городскую сеть потребителям.

Производственные стоки, образующиеся при промывке сооружений или сбросе воды и осадка с сооружений, собираются в резервуаре- усреднителей и перекачиваются в городскую канализационную сеть. На Ново- Сормовской водопроводной станции осадок из

отстойников сбрасывается в резервуар сточных вод, а затем насосами перекачивается в городской канализационный коллектор.

Существующие схемы очистки поверхностных вод позволяют получать гарантированное качество питьевой воды в соответствии с требованиями СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» при условии допустимого уровня загрязнения в водоисточниках.

Обработка подземной воды на водопроводной станции «Березовая Пойма» производится на компактной установке заводского изготовления «Деферрит», которая предназначена для удаления из воды железа, железобактерий и небольших концентраций растворенных газов (углекислоты и сероводорода). Установка состоит из бака-газоотделителя (аэратора), напорного фильтра, баков хлорреагента для приготовления дезинфицирующего раствора, насоса-дозатора и мешалки.

Вода из скважин подается насосами в бак-газоотделитель (аэратор). Пройдя через бак-газоотделитель (аэратор), вода освобождается от растворенных газов (углекислоты и сероводорода) и насыщается кислородом воздуха, благодаря чему происходит окисление двухвалентного железа в трехвалентное. Из бака- газоотделителя (аэратора) вода насосами подается в напорный фильтр, где хлопья трехвалентного железа задерживаются на загрузке фильтра в виде гидрата окиси. Загрузкой фильтра служит кварцевый песок.

Пройдя установку обезжелезивания «Деферрит», очищенная обеззараженная гипохлоритом натрия вода, под остаточным напором (давлением) по двум водоводам подается в водонапорную башню и существующие водопроводные сети поселка.

В настоящее время очистные сооружения поселка «Березовая Пойма» нуждаются в реконструкции.

В питьевой воде отмечается превышение ПДК по марганцу и железу.

В зоне ответственности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик» качество воды артезианских скважин Новинского сельсовета не соответствует требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» из-за повышенного значения общей жесткости. Сооружения по подготовке и очистке воды, включая оценку соответствия применяемой технологической схемы водоподготовки требованиям обеспечения нормативов качества воды отсутствует. Результаты исследования качества воды показывают, что вода из данного водного бассейна при сливе на почву и попадании в реки не будет оказывать вредного воздействия на окружающую среду.

Существующие технологические схемы ВОС с применением гипохлорита натрия (либо жидкий хлор), аммиачная вода, ультрафиолет для обеззараживания воды позволяют обеспечить качество питьевой воды согласно требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Для обеспечения качества воды в процессе ее транспортировки производится постоянный мониторинг на соответствие требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» путем осуществления лабораторно-производственного контроля со стороны ресурсоснабжающей организации - АО «Нижегородский водоканал» и государственного контроля со стороны Управления Роспотребнадзора по Нижегородской области (Таблица 3.4.7).

Таблица 3.4.7 - Результаты лабораторно-производственного контроляи государственного контроля качества воды за 2018 – 2020 годы

№ п/п	Организация, осуществляющая контроль	2018г		2019г		2020г	
		м/б,%	с/х, %	м/б,%	с/х, %	м/б,%	с/х, %

1	2	3	4	5	6	7	8
1	АО «Нижегородский водоканал»	2,79	1,15	4,80	1,36	3,28	1,71
2	Управление Роспотребнадзора по Нижегородской области	0,6	3,8	1,2	1,3	0,81	3,49

Сокращения в таблице:

-м/б - микробиологические показатели качества воды;

-орг/лепт – органолептические показатели качества воды

-% нестандартности сети определяется путем соотношения количества отобранных проб к количеству нестандартных проб.

За последние годы процент нестандартности по микробиологическим показателям никогда не превышал нормативные 5 % (Таблица 3.4.8.)

Таблица 3.4.8 – Показатели процента нестандартности по микробиологическим показателям

№ п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
1	Процент нестандартности помикробиологическим показателям	2,79	4,80	3,28

По данным, размещенным на сайте АО «Нижегородский водоканал» в 3 квартале 2021 года превышения нормативов СанПиН 1.2.3685-21 по качеству воды в районах городского округа город Нижний Новгород не наблюдалось (Таблица 3.4.9.)

Таблица 3.4.9 - Результаты лабораторных исследований качества питьевой воды, взятой из источников АО «Нижегородский водоканал» в 3 квартале 2021 года

№ п/п	Определяемый показатель	Единицы измерения	Значение	Норматив (СанПиН 1.2.3685-21)	Кратность превышения
1	2	3	4	5	6
1	**Автозаводский район**				
1.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	7,2	в пределах 6,0-9,0	-
1.2	Жесткость общая	градус жесткости	6,4	не более 7,0	-
1.3	Цветность	градус	6	не более 20	-
1.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
1.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,15	в распределительной сети не нормируется	-
1.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
1.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
1.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
1.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
1.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
1.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
2.	**Приокский район**				
2.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	7	в пределах 6,0-9,0	-
2.2	Жесткость общая	градус жесткости	5,5	не более 7,0	-
2.3	Цветность	градус	5	не более 20	-
2.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
2.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,19	в распределительной сети не нормируется	-
2.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
2.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
2.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
2.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-

№ п/п	Определяемый показатель	Единицы измерения	Значение	Норматив (СанПиН 1.2.3685-21)	Кратность превышения
1	2	3	4	5	6
2.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
2.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
3.	**Советский район**				
3.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	7,2	в пределах 6,0-9,0	-
3.2	Жесткость общая	градус жесткости	5,4	не более 7,0	-
3.3	Цветность	градус	5	не более 20	-
3.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
3.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
3.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
3.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
3.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
3.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
3.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
3.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
4.	**Нижегородский район**				
4.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	7,2	в пределах 6,0-9,0	-
4.2	Жесткость общая	градус жесткости	5,4	не более 7,0	-
4.3	Цветность	градус	5	не более 20	-
4.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
4.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
4.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
4.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
4.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
4.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
4.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
4.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
5.	**Канавинский район**				
5.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,5	в пределах 6,0-9,0	-
5.2	Жесткость общая	градус жесткости	2,2	не более 7,0	-
5.3	Цветность	градус	8	не более 20	-
5.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
5.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
5.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
5.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
5.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
5.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
5.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
5.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
6.	**Московский район**				

№ п/п	Определяемый показатель	Единицы измерения	Значение	Норматив (СанПиН 1.2.3685-21)	Кратность превышения
1	2	3	4	5	6
6.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,5	в пределах 6,0-9,0	-
6.2	Жесткость общая	градус жесткости	2,2	не более 7,0	-
6.3	Цветность	градус	8	не более 20	-
6.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
6.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
6.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
6.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
6.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
6.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
6.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
6.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
7.	**Сормовский район**				
7.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,5	в пределах 6,0-9,0	-
7.2	Жесткость общая	градус жесткости	2,2	не более 7,0	-
7.3	Цветность	градус	8	не более 20	-
7.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
7.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
7.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
7.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
7.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
7.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
7.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
7.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
8.	**Ленинский район**				
8.1	Водородный показатель (pH)	ед. pH	6,5	в пределах 6,0-9,0	-
8.2	Жесткость общая	градус жесткости	2,2	не более 7,0	-
8.3	Цветность	градус	8	не более 20	-
8.4	Мутность	мг/дм3	<0,58	не более 1,5	-
8.5	Остаточный хлор	мг/дм3	1,17	в распределительной сети не нормируется	-
8.6	Запах при 20С	баллы	1	не более 2	-
8.7	Запах при 60С	баллы	1	не более 2	-
8.8	Железо общее	мг/дм3	<0,10	не более 0,3	-
8.9	Общее микробное число (ОМЧ)	кол. в 1 мл	отс	не более 50	-
8.10	Общие колиформные бактерии (ОКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-
8.11	Термотолерантные колиформные бактерии (ТКБ)	КОЕ/100 мл	отс	отсутствие	-

В соответствии с критериями качества питьевой воды, разработанными Федеральной службой Роспотребнадзора, питьевая вода города Нижнего Новгорода отнесена к высшей категории качества – доброкачественной, начиная с 2008 года – с момента разработки критериев качества питьевой воды. В соответствии с новыми

критериями качества питьевой воды от 2018 года, питьевая вода Нижнего Новгорода признана качественной.

Централизованная система горячего водоснабжения.

В соответствии с определениями, данными Федеральным законом от 07.12.2011 №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», централизованная система горячего водоснабжения - комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети (далее - открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) или из сетей горячего водоснабжения либо путем нагрева воды без отбора горячей воды из тепловой сети с использованием центрального теплового пункта (далее - закрытая система горячего водоснабжения).

Система горячего водоснабжения г. Нижний Новгород образована с использованием объектов городских систем холодного водоснабжения и теплоснабжения.

В части централизованного горячего водоснабжения на территории г. Нижний Новгород в настоящее время нет единого централизованного источника ГВС.

Система ГВС города представлена тремя эксплуатационными зонами, разделенными на теплосетевые районы:

-Нагорным, снабжающим Нижегородский, Советский и Приокский районы. Основной теплоисточник – Нагорная теплоцентраль;

-Сормовским, снабжающим Сормовский, Московский и Канавинский районы. Основной теплоисточник – Сормовская ТЭЦ;

-Автозаводским, снабжающим Автозаводский и Ленинский районы. Основной теплоисточник – Автозаводская ТЭЦ (ТЭЦ ГАЗ).

В структуру горячего водоснабжения города Нижнего Новгорода входят:

а) Водоподготовка и транспортировка холодной воды в точки ее нагрева:

- АО «Нижегородский водоканал».
- ООО «Заводские сети».

б) Приготовление, транспортировка и подача горячей воды:

- ООО «Генерация тепла»;
- ООО «Теплосети»;
- АО «Теплоэнерго»;
- ООО «Нижновтеплоэнерго»;
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»;
- филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» (Сормовская ТЭЦ);

Основным видом деятельности ООО «Генерация тепла» является производство тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения. Отпуск тепла от источников теплоснабжения потребителям осуществляется в виде горячей воды, которая идет, в основном, на обеспечение отопительной нагрузки и снабжения горячей водой многоквартирных домов Автозаводского и Ленинского районов г. Нижний Новгород, а также важнейших объектов социальной инфраструктуры (школ, детских садов, интернатов, поликлиник, больниц и т.д.).

Производство, транспортировка и распределение тепловой энергии, в том числе горячей воды осуществляется от котельных, 13 центральных тепловых пунктов через 26 индивидуальных тепловых пункта.

ООО «Теплосети» - сетевая организация, обслуживающая тепловые сети г. Нижний Новгород. Основным видом деятельности ООО «Теплосети является приготовление, транспортировка и подача горячей воды. Зона ответственности ООО «Теплосети» охватывает Автозаводский и частично Ленинский районы города.

АО «Теплоэнерго» является самым крупной теплоснабжающей организацией г.

Нижний Новгород. Основными направлениями деятельности АО «Теплоэнерго» являются приготовление, транспортировка и подача горячей воды. Зона облуживания охватывает Приокский, Советский, значительную часть Нижегородского, Сормовский, Московский, Канавинский и частично Ленинский районы города. На балансе АО «Теплоэнерго» находятся котельные с тепловыми сетями, осуществляющими транспортировку греющего теплоносителя для нужд ГВС, а также горячую воду. У предприятия имеется также сеть магистральных и распределительных тепловых сетей от Сормовской ТЭЦ. Кроме того, значительное количество жилых и общественных зданий получают горячую воду по тепловым сетям АО «Теплоэнерго» от ведомственных (производственных) котельных.

ООО «Нижновтеплоэнерго» (Нижегородский район) эксплуатирует две крупные районные котельные с тепловыми сетями, обеспечивающих горячее водоснабжение потребителей.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» является крупнейшим поставщиком тепловой энергии для двух районов г. Нижний Новгород – Автозаводского и Ленинского, в которых проживает более трети населения города (около 400 тысяч жителей) и обеспечивает теплоснабжение и горячее водоснабжение населения, промышленных предприятий, организаций и учреждений бюджетной сферы, других потребителей.

Филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» является обособленным производственным подразделением ПАО «Т плюс». В состав Нижегородского филиала ПАО «Т плюс» входят Нижегородская ГРЭС, Сормовская ТЭЦ, Новогорьковская ТЭЦ и Дзержинская ТЭЦ.

Сормовская ТЭЦ является поставщиком тепловой энергии в горячей воде и в паре для АО «Теплоэнерго» (для поставки тепловой энергии потребителям) и для прочих потребителей.

Филиал «Нижегородский» ПАО Т Плюс включает в себя три электростанции - Дзержинскую ТЭЦ, Сормовскую ТЭЦ и Новогорьковскую ТЭЦ, а также Дзержинские тепловые сети, которые занимаются обслуживанием и эксплуатацией магистральных и квартальных сетей г. Дзержинска и Кстовские тепловые сети обслуживающие магистральные, квартальные сети и 29 котельных в Кстовском муниципальном районе.

Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс» Сормовская ТЭЦ обеспечивает тепловой энергией на нужды отопления и горячего водоснабжения население и предприятия Сормовского, Канавинского и Московского районов Нижнего Новгорода. В рамках договора теплоснабжения Сормовская ТЭЦ обеспечивает теплоснабжение и горячее водоснабжение основного потребителя АО «Теплоэнерго» поставляющего услуги теплоснабжения и горячего водоснабжения населению и прочим потребителям, а также иным потребителям, подключенным к коллекторам ТЭЦ.

Поставка горячей воды источником теплоснабжения Сормовской ТЭЦ осуществляется по открытой схеме горячего водоснабжения. В 2018 году выполнены мероприятия по реконструкции и модернизации существующей водоподготовительной установки для подпитки открытой централизованной системы теплоснабжения по проекту «Техническое перевооружение водоподготовительной установки Сормовской ТЭЦ» производительностью 600 т/час питьевого качества в соответствии с требованиями СанПиН 1.2.3685-21. Для охлаждения собственного оборудования используется техническая вода собственного водозабора по прямоточной схеме водоснабжения с последующим сбросом в р.Волга.

Для организации качественного горячего водоснабжения потребителей Нижнего Новгорода в зоне действия Сормовской ТЭЦ необходимо решить важную проблему, а именно перевод на закрытую схему подключения системы ГВС потребителей от Сормовской ТЭЦ.

Система централизованного горячего водоснабжения Автозаводского района создавалась и развивалась, начиная с 50-х годов прошлого века, в соответствии с

санитарными нормами и правилами, действовавшими на момент создания системы ГВС.

Потребители Автозаводской ТЭЦ (АТЭЦ) снабжаются горячей водой по закрытой схеме посредством семи тепломагистралей, в одной из которых (Ленинской) горячая вода приготавливается на ЦТП и ИТП, а в остальных поставляется по однотрубному теплопроводу горячего водоснабжения с приготовлением ее непосредственно на ТЭЦ.

На водоподготовительных установках ТЭЦ после химической обработки вода нагревается до 65 – 75 ºС, деаэрируется и подается по магистрали ГВС в кварталы теплосетевых районов города.

Здесь часть горячей воды отбирается непосредственно из магистрального теплопровода по однотрубной сети ГВС, а часть потребителей обеспечивается через тепловые насосные станции (ТНС) по двухтрубной квартальной сети ГВС с циркуляционной линией.

Большая протяженность магистральных сетей ГВС, выполненных в основном с надземной прокладкой, а также повышенные тепловые потери в квартальных сетях и во внутренних системах приводят к падению температуры горячей воды непосредственно у потребителей.

Наличие циркуляции в кварталах вызывает еще большее снижение температуры в результате подмешивания обратной воды, температура которой на 15–25 ºС ниже подаваемой.

Для компенсации тепловых потерь у потребителей и в квартальных сетях при циркуляции воды на ТНС установлены водоводяные подогреватели (ВВП) циркуляционной воды, питаемые сетевой водой из магистралей отопления с расчетными параметрами 150-70 ºС, со срезкой 110 ºС в подающей магистрали.

С 2018 года три магистральных теплотрассы 3-я ЮгоЗападная, 2-я Соцгородская и 3-я Соцгородская от Автозаводской ТЭЦ работают круглогодично 351 день с «нижней срезкой» по температуре 70°С, и обеспечивают догрев циркуляционной воды на ТНС до 63°С -65°С.

Перечень ТНС с догревом циркуляционной воды указан в Таблице 3.4.10.

Таблица 3.4.10 - Перечень ТНС с догревом циркуляционной воды

№ п/п	Номер ТНС	Адрес
1	2	3
1.	ТНС-25	пер. Моторный, 2а
2.	ТНС-29	ул. Минеева, 1а
3.	ТНС-16	ул. Ю.Шоссе 12в
4	ТНС-5	пр.Бусыгина 45б
5.	ТНС-20	ул. Львовская, 2а
6.	ТНС-8	ул. Ст. производственников, 13г
7.	ТНС-22	ул. Коломенская, 8в
8.	ТНС-26	пр. Ильича, 40а
9.	ТНС-17	ул. Челюскинцев, 17а
10.	ТНС-7	ул.Дьяконова 30б
11.	ТНС-11	ул. Школьная, 32а
12	ТНС-13	ул.Дьяконова д 13г.
13	ТНС-18	ул.Космическая д 49б
14	ТНС-19	ул.Смирнова 71/4
15.	ТНС-23	ул. Сазанова, 13/2
16.	ТНС-1	ул. Советской Армии, 13а
17.	ТНС-2	ул. Политбойцов, 10а
18.	ТНС-4	ул. Пермякова, 34а

№ п/п	Номер ТНС	Адрес
1	2	3
19	ТНС-21	ул.Львовская12а
20	ТНС-24	ул.Спутник42а
21	ТНС-30	ул.Космическая д 34а
22	ТНС-10	ул.Ватутина д 18г.

Система горячего водоснабжения от ведомственной котельной филиала ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «НИИИС им. Ю.Е.Седакова» по ул. Тропинина, 47.

Ведомственная котельная филиала ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «НИИИС им. Ю.Е.Седакова» по ул. Тропинина, 47 обеспечивает теплоснабжение и горячее водоснабжение собственных объектов промзоны, а также объектов жилого и социального назначения.

С территории промзоны имеется два вывода на объекты жилого и социального назначения по пр. Гагарина и ул. Тропинина.

Потребители, подключенные от вывода № 1 (граница раздела ТК-13) получают горячую воду по закрытой схеме от ЦТП-705 по ул. Тропинина, 20.

Жилые дома №№ 51,53,55,57 и 61 по ул. Тропинина, подключенные от вывода № 2 (граница раздела ТК-49) получают горячую воду по открытой схеме, в соответствии с первоначально принятой проектной схемой.

Отбор теплоносителя на нужды ГВС осуществляется в элеваторных узлах жилых домов, для поддержания температуры горячей воды в соответствии с требованиями санитарных норм и правил в элеваторных узлах проектом были предусмотрены узлы смешения с регуляторами температуры. Ответственность за поддержание узлов управления в технически исправном состоянии несут эксплуатирующие организации (домоуправляющая компания или ТСЖ).

В настоящее время данное оборудование находится в нерабочем состоянии, в связи с чем во внутридомовые системы ГВС подается вода с высокой температурой, не соответствующей требованиям СанПиН 1.2.3685-21 (не выше 75 ˚С).

Остаточный ресурс

Действующие водозаборные сооружения характеризуются высокой степенью износа. Срок эксплуатации Автозаводской водопроводной станции достигает 90 лет. (Таблица 3.4.11.)

Таблица 3.4.11 – Сроки эксплуатации водопроводных станций

№ п/п	Наименование водопроводной станции	Год ввода в эксплуатацию	Лет эксплуатации
1	2	3	4
1	Ново – Сормовсквя водопроводная станция	1958 г.	64
2	водопроводная станция «Малиновая гряда»;	1979 г.	43
3	«Слудинская» водопроводная станция	1951 г.	71
4	станции водоподготовки п. Березовая Пойма	2001 г.	21
5	Автозаводская водопроводная станция (АО «Нижегородский водоканал»)	1937 г.	85
	Автозаводская водопроводная станция (ООО «Заводские сети»)	1932 г.	90

Износ водозабора Новинского сельсовета составляет 95%.

Из 12 источников водозабора (артезианских скважин) Новинского сельсовета 8 источников достигают уровня износа 70 - 98% (Таблица 3.4.12.)

Таблица 3.4.12 – Состояние износа артезианский скважин Новинского сельсовета.

№ п/п	Местонахождение артезианских скважин	Состояние (% износа)
1	п.Кудьма, СВ окраина,ул.Заводская,29	98
2	п.Кудьма, СВ окраина,ул.Заводская,34	89
3	п.Кудьма, 0,1км к югу отж/д станции, ул.Пушкина.20д	70
4	Кудьма, 0,1км к югу отж/д станции, ул.Станционная, 72б	98
5	п.Новинки ЮВ окраинасела, ул.Полевая	98
6	п.Новинки, в центре села(у памятника) ул.Новая	98
7	п.Новинки, ул.Нагорная1/1	8
8	п.Новинки, ул.Береговая	92
9	с.п.Новинки, ул.Береговая10/2	8
10	д.Сартаково, ул.Центральная, д.168/2	90
11	д.Сартаково	
12	д.Комарово, ул.Школьная,1а	88

Общая протяженность водопроводных сетей города Нижнего Новгорода составляет более 3000 км, из них почти 60% находятся на обслуживании АО «Нижегородский водоканал». По состоянию на 01.01.2021 протяженность сетей ХВС АО «Нижегородский водоканал» составляет 1743,14 км. Износ сети ХВС по состоянию на 01.01.2022 – 78,49%.

Общая протяженность водопроводных сетей Новинского сельсовета составляет 55,69 км, в среднем состояние водопроводных сетей и сооружений оценивается как неудовлетворительное, износ составляет 85%.

Ограничения использования мощностей.

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем питьевого водоснабжения в зонах действия централизованного водоснабжения питьевой воды на территории городского округа город Нижний Новгород отражен в таблице 3.4.13.

Таблица 3.4.13 - Резерв (дефицит) мощности централизованной системы водоснабжения

№ п.п.	Наименование ТЗ ВС/ Наименование показателя	Ед.изм.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	АО «Нижегородский водоканал»				
1	Годовое потребление воды	тыс.м³/год	131 157,43	126 595,24	128 364,30
2	Среднесуточное потребление воды	тыс. м³/сут	359,3	346,8	351,7
3	Максимальное суточное потребление воды	тыс. м³/сут	395,40	374,16	401,93
4	Установленная производительность (мощность) водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	755,45	755,45	755,45
5	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	396,11	408,61	403,77
		%	52,4%	54,2%	53,4%
6	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП при максимальном суточном потреблении воды	тыс. м³/сут	360,05	381,30	353,52
		%	47,7%	50,5%	46,8%

У станции по производству технической воды «Промводопровод» имеется резерв по производству технической воды – 199,69 тыс. м3/сут., что составляет 67,1% производственной мощности.

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем ГВС в зонах действия ИЦВ горячей воды представлен в таблице 3.4.14.

Таблица 3.4.14 - Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем теплоснабжения (источники тепловой энергии городского округа город Нижний Новгород, снабжающие население тепловой энергией на нужды горячего водоснабжения).

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	6614,054	6618,53	6577,6
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6173,23	6180,59	6142,11
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	181,15	171,55	172,88
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5453,14	5470,09	5430,29
5	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1819,41	1708,58	1665,55
		%	29,5	27,6	27,1

Системы учета расхода ресурсов

Для регулярного проведения мероприятий по учету подачи и реализации воды, снижению ее потерь и нерационального использования в составе организации водопроводно-канализационного хозяйства создается служба учета и реализации воды. Состав и численность службы учета и реализации воды, а также ее функции зависят от масштаба и объема работ организации водопроводно-канализационного хозяйства.

На территории городского округа город Нижний Новгород учет поднятой и переданной воды осуществляется по установленным на каждом объекте (на водозаборных скважинах и ВНС) расходомерам воды, съем показаний производится ежедневно. Все счетчики проверены и исправны. Расходомеры расположены на каждой артезианской скважине и на каждом насосе на ВНС второго подъема.

Перечень приборов учета, установленных на объектах водоснабжения АО «Нижегородский водоканал» отражен в таблице 3.4.15.

Таблица 3.4.15 - Перечень приборов учета, установленных на объектах водоснабжения АО «Нижегородский водоканал»

№ п/п	**Место установки**	**Средство измерения**	**Заводской номер**	**Дата очередной поверки**
1	2	3	4	**5**
	ВС «Малиновая гряда»			
1	1 под. Ду1000	Расходомер РМ 5Б	28494	13.12.22
2	1 под. Ду1000	Расходомер РМ 5Б	47889	11.10.22
3	1 под. Ду1400	Расходомер РМ 5Б	47883	13.12.22
4	2 под. Ду1000	Расходомер УВР-011	2438	24.02.21
5	2 под. Ду1200	Расходомер УВР-011	2436	10.02.21
6	2 под. Ду1400	Расходомер УВР-011	3015	22.12.21
7	Промывка Ду1000	Расходомер УВР-011	1479	10.02.21
	Ново - Сормовская ВС			
1	1 под. Ду1000	Расходомер УВР-011	1180	16.05.20
2	1 под. Ду1200	Расходомер УВР-011	1507	16.05.20
3	1 под. Ду1400	Расходомер УВР-011	1563	16.05.20
4	2 под. Ду1200 новая ш.	Расходомер УВР-011	1210	03.07.20
5	2 под. Ду1200 новая ш.	Расходомер УВР-011	1510	03.07.20
6	2 под. Ду1400 новая ш.	Расходомер УВР-011	1504	03.07.20
7	2 под. Ду500 старая ш.	Расходомер УВР-011	652	30.07.20
8	2 под. Ду1000 старая ш.	Расходомер УВР-011	1506	30.07.20
9	Промывка Ду1000	Расходомер УВР-011	2456	07.11.20

№ п/п	Место установки	Средство измерения	Заводской номер	Дата очередной поверки
1	2	3	4	**5**
10	УФО	Расходомер Фотон	653	07.11.21
11	УФО	Расходомер Фотон	654	07.11.21
12	УФО	Расходомер Фотон	655	07.11.21
13	УФО	Расходомер Фотон	656	07.11.21
14	УФО	Расходомер Фотон	657	07.11.21
	«Слудинская» ВС			
1	1 под. Ду1000	Расходомер УВР-011	2475	11.11.21
2	1 под. Ду900	Расходомер УВР-011	2461	11.11.21
3	1 под. Ду1000	Расходомер УВР-011	2466	11.11.21
4	2 под. Ду800	Расходомер УВР-011	2474	В поверке
5	2 под. Ду800	Расходомер УВР-011	2469	02.07.20
6	Промывка Ду600	Расходомер УВР-011	2459	В поверке
7	Заправка машин водой	Водомер ВСХНд	496	07.06.22
8	Заправка машин водой	Водомер ВСХНд	498	22.09.21
9	Заправка машин водой	Водомер ВСХНд	14526512	09.04.20
10	Гипохлорид	Водомер ВМХ	080085516	02.10.20
	Автозаводская ВС			
1	2 под. Ду600	Расходомер УРЖ 2КМ	2032	12.04.20
2	2 под. Ду900	Расходомер РМ-5Б	10400	24.11.21
3	2 под. Ду700	Расходомер РМ-5Б	10399	10.04.23
4	2 под. Ду1000	Расходомер РМ-5Б	10397	24.04.21
	ВС Березовая Пойма			
1	Поселок 1канал	Расходомер УРЖ2КМ	2030	01.08.22
2	2 скважина 2канал	Расходомер УРЖ2КМ	2030	01.08.22
3	1 скважина 2канал	Расходомер УРЖ2КМ	2031	01.08.22
4	3 скважина 1канал	Расходомер УРЖ2КМ	2031	01.08.22
	НСА			
1	Лоток Паршаля №1	Расходомер ЭХО-Р-02	7130	28.09.20
2	Лоток Паршаля №2	Расходомер ЭХО-Р-02	7136	28.09.20
	Сормовский водопроводный участок			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74308	20.08.21
	Нагорный водопроводный участок			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74541	16.08.21
2	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74448	16.08.21
3	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74545	16.08.21
	Высоковская ВНС			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74180	16.08.21
2	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74182	16.08.21
	ВНС 435км.			
1	ХВС	Расходомер ИПРЭ-3	8122552	17.08.20
2	ХВС	Расходомер ИПРЭ-3	8122356	17.08.20
	ВНС, Веденяпина, 13			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	395506	10.06.23
	Участок ВНС ул. Страж Революции			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	26997	15.11.21
	Заречный канализационный участок			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74070	20.08.21

№ п/п	Место установки	Средство измерения	Заводской номер	Дата очередной поверки
1	2	3	4	**5**
	Заречный водопроводный участок			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	56675	21.08.21
2	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	60021	21.08.21
	ГНС			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74094	11.04.20
	Управление ул. Керченская			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	60829	21.08.21
2	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	74071	21.08.21
	КНС «Кудьма»			
1	Канализация Ду250	Расходомер УВР-011	19072	20.02.23
	Центральный склад			
1	ХВС	Расходомер РМ-5-Т	68991	22.08.21
	Управление автомобильного транспорта			
1	ХВС	Водомер ВДГ-20	165683	23.12.19
2	ХВС	Водомер ВСКМ 90/40	096836	11.09.25
	ВНС, Московское шоссе, 318			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395507	10.06.23
	ВНС, Металлистов,6в			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395508	10.06.23
	ВНС, Мокроусова,23			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	392783	10.06.23
	ВНС, Зайцева,18			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	393609	10.06.23
	ВНС, Баумана,58			
1	ХВС, Ду100	Расходомер РМ-5-Т	395732	12.07.23
2	ХВС, Ду100	Расходомер РМ-5-Т	395734	12.07.23
	ВНС, Красноуральская, 5а			
1	ХВС, ду80	Расходомер РМ-5-Т	395843	03.07.23
	ВНС, Космическая,49б			
1	ХВС, Ду150	Расходомер РМ-5-Т	395611	03.07.23
	ВНС, проспект Ленина,49			
1	ХВС, Ду50	Расходомер РМ-5-Т	392889	11.07.23
	ВНС, Искры,11			
1	ХВС, Ду50	Расходомер РМ-5-Т	395607	11.07.23
	ВНС, Карла Маркса,15а			
1	ХВС, Ду100	Расходомер РМ-5-Т	395736	11.07.23
	ВНС, Генерала Зимина, 24а			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395516	10.06.23
	ВНС, Березовская, 75б			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395845	17.07.23
	ВНС, Березовская, 82			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395840	17.07.23
	ВНС, Даргомыжского,20			
1	ХВС, Ду150	Расходомер РМ-5-Т	395612	14.07.23
	ВНС, Тропинина,55			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	394113	15.06.23
	ВНС, Цветочная,9			

№ п/п	Место установки	Средство измерения	Заводской номер	Дата очередной поверки
1	2	3	4	**5**
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395790	15.06.23
	ВНС. Краснозвездная,4			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395509	15.06.23
	ВНС, Невзоровых,107			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395737	15.06.23
	ВНС, Пермякова,4а			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395841	15.07.23
	ВНС, Челюскинцев,17			
1	ХВС, Ду100	Расходомер РМ-5-Т	395731	15.07.23
	ВНС, Островского,4б			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395846	21.07.23
	ВНС, Дьяконова,13			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395529	04.07.23
	ВНС,Комарова,14б			
1	ХВС, Ду50	Расходомер РМ-5-Т	395517	22.06.23
	ВНС, Коломенская,10			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395842	24.07.23
	ВНС, Заречная,1			
1	ХВС, Ду65	Расходомер РМ-5-Т	395514	25.06.23
	ВНС, Коминтерна,16а			
1	ХВС, Ду100	Расходомер РМ-5-Т	386413	25.06.23
	ВНС, Орлова,7			
1	ХВС, Ду80	Расходомер РМ-5-Т	395844	07.07.23
	ВНС, Фучика,39			
1	ХВС, Ду80	Водомер ВСХНд	18353165	10.09.24

Система автоматизации источников теплоснабжения.

Наиболее совершенной формой механизации производственных процессов и отражением технического прогресса в водопроводной технике является автоматизация работы насосных станций. Проект автоматизации работы насосной станции представляет собой схему соединения приборов и аппаратов автоматического управления. В настоящее время наибольшее распространение получили так называемые развернутые схемы, в которых все приборы и соединения между ними располагаются в порядке последовательности выполнения ими операций.

На автоматизированных насосных станциях все процессы, связанные с пуском, остановкой и контролем за состоянием насосно-силового оборудования, осуществляются в строго установленной последовательности и специальными автоматами без участия человека. Его роль сводится лишь к налаживанию, пуску и периодическому осмотру автоматической аппаратуры.

За последние годы уровень автоматизации основных технологических процессов АО «Нижегородский водоканал» значительно вырос.

В рамках мероприятий «Реконструкция насосных станций 1 и 2 подъема на «Ново-Сормовской», «Слудинской» водопроводных станциях и водопроводной станции «Малиновая гряда» (2015-2017 гг)» была произведена замена насосного оборудования и шкафов управления. На водопроводных станциях в местных диспетчерских пунктах развернуты сервера SCADA и организованы автоматизированные рабочие места сменного

персонала для круглосуточного контроля технологических процессов подъема воды и подачи в городскую сеть.

В рамках мероприятий по улучшению качества питьевой воды на Ново- Сормовской водопроводной станции произведена модернизация насосной станции второго подъема с установкой УФО питьевой воды (2015-2018 гг).

Создана АСУТП реагентного хозяйства Ново- Сормовской водопроводной станции. Дозирование реагентов производится пропорционально подаче и в соответствии с качеством исходной воды, поступающей с НС первого подъема.

Реализована система контроля мутности промывной воды на скорых фильтрах Ново-Сормовской водопроводной станции для сокращения времени работы промывных насосов и экономии ресурсов.

Завершены пусконаладочные работы АСДКУ процессом фильтрации ВС «Малиновая гряда» (автоматизация процессов фильтрации и промывки).

На базе серверов SCADA ЦДС АО «Нижегородский водоканал» реализован мониторинг, архивирование технологических параметров с 33 ВНС и предоставление отчетов специалистам о функционировании объектов водоснабжения с перспективой расширения.

Основными целями автоматизации процессов водоснабжения и развития систем диспетчеризации и телемеханики являются:

- обеспечение показателей качества питьевой воды и оказываемых услуг потребителям в соответствии с действующими нормативными требованиями РФ;
- оптимизация работы сетей и сооружений водоснабжения и водоотведения;
- сокращение производственных издержек (снижение затрат электроэнергии, потерь воды, затрат на ремонт, затрат на содержание эксплуатирующего персонала, снижение сроков устранения аварийных ситуаций и т.п.),
- повышения надежности управления технологическим процессом;
- достижение необходимого уровня безопасности и безаварийности технологического процесса;
- повышение качества процесса оперативного управления;
- повышение уровня мотивации, условий труда и комфортности в работе оперативного и обслуживающего персонала.

Для оперативного управления сетями водоснабжения может применяться специальное программное обеспечение, интегрированное в SCADA-систему, которое реализует следующие функции:

- информирование оператора в реальном времени о ситуации в системе водоснабжения (давление, расход, качество воды, вероятность утечек,) графически визуализируя проблемные зоны;
- поддержание оптимального гидродинамического режима системы водоснабжения в реальном времени на основе получаемых от SCADA и географической информационной систем данных;
- обзор точек смешивания и определение возраста воды. Контроль качества воды и обнаружение вероятных зон загрязнения, отслеживание распространения загрязнений;
- предоставление оператору в режиме реального времени информации о потребителях, не получающих услугу водоснабжения вследствие аварийных ситуаций или проведения регламентных ремонтных работ

Задачи по повышению уровня развития систем автоматизации и диспетчеризации должны быть включены в инвестиционные программы водоснабжающих предприятий, как одни из приоритетных направлений их деятельности.

Внедрение АСУТП на водопроводных станциях позволит повысить надежность очистки воды и избежать скачков качества воды при изменении гидравлических режимов водоснабжения, увеличить периоды между промывками фильтров.

Внедрение АСУТП на станции аэрации позволит повысить надежность очистки сточных вод, реализовать программу экономии воздуха в аэротенках.

АСУ ТП ВиВ представляет собой систему информационно-советующего типа, основанную на принципе фиксирования и анализа возникающих отклонений в параметрах контролируемых объектов системы. В данной системе оператор (диспетчер) осуществляет управление, используя рекомендации по оптимальному ведению технологического процесса водоснабжения, а ПК производит первичную обработку информации, необходимые расчеты и выполняет функции «советчика» оператора (диспетчера). Фиксирование и анализ отклонений производится по действующим алгоритмам расчета значений, заданным границам допуска для контролируемых параметров с выдачей сигнала оператору (диспетчеру) в случае выхода показаний за допустимые пределы.

АСУ ТП ВиВ будет состоять из 5 основных информационных комплексов:

-АСУ ТП ПОВ (подъем и обработка воды)

-АСУ ТП ПРВ (подача и распределение воды)

-АСУ ТП ОТС (отведение и транспортировка стоков)

-АСУ ТП ПОС (прием и очистка стоков)

-АСКУВ (коммерческий учет воды)

Внедрение АСУТП на сетях позволит выполнить мероприятия программы по снижению потерь воды и аварийности, а также увеличить надежность водоснабжения (наличие воды, напор) у конечных потребителей.

По данным АЛ «Нижегородский водоканал» (https://www.vodokanal-nn.ru/press-tsentr/novosti/nizhegorodskiy-vodokanal-oborudoval-146-stantsiy-sistemoy-pozvolyayushchey-onlayn-otslezhivat-ikh-ra/) контролировать ход работ и не допустить отключения насосов и критической ситуации позволяет новое оборудование, установленное на 146 объектах Нижегородского водоканала. Информация о работе 122 водопроводных станций и 16 канализационных станций, а также с контрольных точек на сети в онлайн режиме транслируется в Центральную диспетчерскую службу и профильные подразделения, что помогает максимально оперативно выявить неполадки и устранить их.

Внедренная система диспетчеризации позволяет объединить различные по типу и функционалу инженерные системы в один общий пункт управления и контроля.

В случае возникновения аварийной ситуации система сообщает о сбое. На водопроводных насосных станциях это позволяет добиться снижения времени реакции на инциденты, минимизации потерь в сетях водоснабжения, а также контролировать качество и надежность обеспечения водой конечных потребителей.

Также в течение года проводились работы по оснащению водопроводных и канализационных станций автоматизированной системой управления технологическими процессами. Более чем на 80 станциях смонтированы шкафы автоматизации и диспетчеризации, контрольно-измерительные приборы и автоматика и новые электросчетчики, завершено технологическое присоединение каналов связи, проведен монтаж щитов системы контроля и управления доступом, датчиков, камер видеонаблюдения, установлены шкафы приема и обработки сигнала.

Расход ресурсов

Для подачи установленного объема воды и установленного уровня напора (давления) используется электрическая энергия.

Основные потребители электроэнергии на источниках централизованного водоснабжения являются:

- насосные станции I подъема, обеспечивающие забор воды из источника (поверхностного или подземного) и транспортирование ее к водоочистной станции или сборным резервуарам;

- станции по обеззараживанию и очистке питьевой воды;
- административные здания, мастерские и другие вспомогательные службы.

Основными потребителями электроэнергии в системах коммунального водоснабжения и водоотведения являются:

- насосные станции II подъема, передающие воду от резервуаров чистой воды в водопроводную сеть населенного пункта;
- насосные станции III и последующих подъемов, в том числе станции подкачки, непосредственно у потребителей, создающие требуемые напоры воды.

Сведения о потреблении электроэнергии источниками централизованного водоснабжения, предоставленные АО «Нижегородский водоканал» городского округа город Нижний Новгород, представлены за период 2019 – 2021 гг. в таблице 3.4.16.

Таблица 3.4.16– Потребление электроэнергии ИЦВ в городской округе город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование показателя	Ед.измерения	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	4	5	6
1	Объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	86250,740	84223,410	85907,407

На оплату электроэнергии приходится примерно 25% всех эксплуатационных расходов в системах водоснабжения. С повышением этажности зданий, удалением источников водоснабжения с от жилых массивов, понижением уровня подземных вод, а также с усложнением методов очистки питьевых и сточных вод удельный расход электроэнергии увеличивается.

Состав сооружений и величина потребления электроэнергии в большой степени зависят от местных условий: (качества воды, местоположения водоисточников, рельефа местности и т. д.).

Показателями энергетической эффективности системы водоснабжения являются:

а) доля потерь воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть (в процентах);

б) удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки питьевой воды, на единицу объема транспортируемой воды (кВт*ч/куб. м).

Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки питьевой воды, по ВНС городского округа город Нижний Новгород представлен в таблице 3.4.17.

Таблица 3.4.17– Удельный расход э/э на транспортировку питьевой воды на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование показателя	Ед.измерения	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	2	3	5	6	7
	АО «Нижегородский водоканал»				
1	Поднято воды	тыс.м3	131 221,93	126 627,81	128 428,94
2	Объем приобретения электрической энергии	кВт·ч	86 250 740	84 223 410	85 907 407
3	Удельный расход электроэнергии на подачу воды в сеть	тыс. кВт·ч/тыс. куб. м	0,657	0,665	0,669

Удельные затраты электроэнергии на производство и транспорт воды АО «Нижегородский водоканал» составляют 0,669 кВт·ч/куб.м.

Потери воды.

Потери питьевой воды при транспорте в централизованных системах водоснабжения городского округа город Нижний Новгород за 2019-2021 гг. представлены в таблице 3.4.18.

Таблица 3.4.18– Значение потерь питьевой воды при транспорте в городском округе город Нижний Новгород.

№ п/п	Наименование	Ед.измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
	АО «Нижегородский водоканал				
1	Подн7ято воды	тыс.м3	131 157,43	126 595,24	128 364,30
2	Потери в сетях	тыс.м3	17025,71	19452,83	16929,99
3	Доля потерь, %	%	13,30	15,60	13,50

Доля потерь питьевой воды в централизованных системах водоснабжения городского округа город Нижний Новгород по данным АО «Нижегородский водоканал» за 2021 год равна 13,5 %.

В связи с вступлением в силу Федерального закона Российской Федерации №261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» наблюдается тенденция к рациональному и экономному потреблению холодной воды и, следовательно, снижению объемов реализации всеми категориями потребителей холодной воды и соответственно количества объемов водоотведения.

Для сокращения и устранения непроизводительных затрат и потерь воды ежемесячно производится анализ структуры, определяется величина потерь воды в системах водоснабжения, оцениваются объемы полезного водопотребления и устанавливается плановая величина объективно неустранимых потерь воды.

Неучтенные и неустранимые расходы и потери из водопроводных сетей можно разделить:

1. Полезные расходы:

а) расходы на технологические нужды водопроводных сетей, в том числе:

- чистка резервуаров;
- промывка тупиковых сетей;
- на дезинфекцию, промывку после устранения аварий, плановых замен;
- расходы на ежегодные профилактические ремонтные работы, промывки;
- промывка канализационных сетей;
- тушение пожаров;
- испытание пожарных гидрантов.

б) организационно-учетные расходы, в том числе:

- не зарегистрированные средствами измерения;
- не учтенные из-за погрешности средств измерения у абонентов;
- не зарегистрированные средствами измерения квартирных водомеров;
- не учтенные из-за погрешности средств измерения насосных станций 2-ого подъема.

2. Расходы, связанные с потерями из водопроводных сетей:

- потери из водопроводных сетей в результате аварий;
- скрытые утечки из водопроводных сетей;
- утечки из уплотнения сетевой арматуры;
- расходы на естественную убыль при подаче воды по трубопроводам;
- утечки в результате аварий на водопроводных сетях, которые находятся на балансе абонентов до водомерных узлов.

Сведения о потерях горячей воды, при ее транспортировке от источника до потребителя представлены в соответствии распоряжением №49-РВ от 27.04.2018 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям в разделе 3.2.2.3.

Основной причиной потерь воды при транспорте в городском округе город Нижний Новгород является ветхость трубопроводов водоснабжения. На многих системах водоснабжения истекает срок эксплуатации трубопроводов, выполненных из стали, а также запорно-регулирующей арматуры.

С целью повышения надежного функционирования водопроводных сетей, снижения аварийности и потерь воды требуется выполнение действий по техническому переоснащению оборудования водопроводных насосных станций:

-на насосных станциях подбор и замена насосных агрегатов с учетом их работы в зоне оптимальных рабочих характеристик, установка частотного регулируемого привода (ЧРП), при этом ожидается вывод из работы до 20% водопроводных насосных станций (ВНС) и снижение удельного энергопотребления;

-реконструкция водопроводных сетей г. Нижнего Новгорода.

Качество эксплуатации, наладки и ремонтов систем водоснабжения, оценка надежности систем водоснабжения.

Для поддержания объектов водоснабжения в работоспособном состоянии, предупреждения отказов, неисправностей на водозаборах проводятся планово-профилактические и ремонтные работы. Ремонтные работы на скважинах включают в себя очистку призабойной зоны от песка, изоляцию участков переходов труб от попадания песка, химическую обработку фильтров и т.д. Постоянно ведутся работы по усовершенствованию технологии эксплуатации скважин и водоводов, по повышению надежности работы водозабора. Эксплуатация водозабора ведется согласно технологического режима.

Для контроля за состоянием подземных вод внедрен ряд мероприятий, исключающий возможность внезапного возникновения чрезвычайной ситуации (прокачка резервных скважин по графику, замер давления на скважинах и в водоводе, гидрогеологическое обследование резервных и рабочих скважин).

В соответствии с частью 1 статьи 39 Федерального закона от 07.12.2011 №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», «к показателям надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения относятся:

-показатели качества воды;

-показатели надежности и бесперебойности водоснабжения и водоотведения;

-показатели очистки сточных вод;

-показатели эффективности использования ресурсов, в том числе уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды);

-иные показатели, установленные федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере жилищно-коммунального хозяйства».

Эффективность технологической схемы системы транспорта централизованного питьевого водоснабжения определяется, согласно приказу Минстроя России от 04.04.2014г № 162/пр «Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей».

Для оценки качества воды в реках и водоёмах их разделяют по загрязнённости на несколько классов. Классы основаны на интервалах удельного комбинаторного индекса загрязнённости воды (УКИЗВ) в зависимости от количества критических показателей

загрязнённости (КПЗ). Значение УКИЗВ определяется по частоте и кратности превышения ПДК по нескольким показателям и может варьировать в водах различной степени загрязнённости от 1 до 16 (для чистой воды 0). Большему значению индекса соответствует худшее качество воды.

Анализируются не меньше 15 показателей.

Расчет значения комбинаторного индекса загрязнённости и относительная оценка качества воды проводятся в 2 этапа: сначала по каждому изучаемому ингредиенту и показателю загрязнённости воды, затем рассматривается одновременно весь комплекс загрязняющих веществ и выводится результирующая оценка. Значение обобщённого оценочного балла по каждому ингредиенту в отдельности может колебаться для различных вод от 1 до 16 (для чистой 0). Большему его значению соответствует более высокая степень загрязнённости воды.

Данные показателей ПДК по результатам анализов воды, поднятой с водопроводных станций городского округа город Нижний Новгород отражены в подразделе 3.4.2.1.

В соответствии с критериями качества питьевой воды, разработанными Федеральной службой Роспотребнадзора, питьевая вода города Нижнего Новгорода отнесена к высшей категории качества – доброкачественной, начиная с 2008 года – с момента разработки критериев качества питьевой воды. В соответствии с новыми критериями качества питьевой воды от 2018 года, питьевая вода Нижнего Новгорода признана качественной.

Показателем надежности и бесперебойности водоснабжения для системы транспорта воды является количество перерывов в подаче воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах системы транспорта, в расчете на протяженность водопроводной сети в год (ед./км) (Таблица 3.4.19)

Таблица 3.4.19 - Показателем надежности и бесперебойности водоснабжения для системы транспорта воды

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2019	2020	2021
1	2	3	5	6	7
1	количество аварий на системах холодного водоснабжения	ед. на км	1,97	1,86	2,26
2	количество случаев ограничения подачи холодной воды по графику для ограничений сроком менее 24 часов	ед.	0,00	0,00	0,00
3	срок действия ограничений подачи холодной воды по графику для ограничений сроком менее 24 часов	ч	0,00	0,00	0,00
4	доля потребителей, затронутых ограничениями подачи холодной воды для ограничений сроком менее 24 часов	%	59,00	77,84	20,80
5	доля потребителей, затронутых ограничениями подачи холодной воды для ограничений сроком менее 24 часа и более	%	0,00	0,15	21,20

Показатель надежности и бесперебойности водоснабжения для системы в целом составляет отношение количества отключений на сетях к протяженности сетей, что в 2021 году составило 2,26 ед./км.

Показателями энергетической эффективности системы водоснабжения являются:

а)доля потерь воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть (в процентах);

б)удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки питьевой воды, на единицу объема транспортируемой воды (кВт*ч/куб. м).

Доля потерь питьевой воды в централизованной системе водоснабжения технологической зоны представлена в таблице 3.4.18 в целом по организации.

Основной причиной потерь воды при транспорте в городском округе город Нижний Новгород является ветхость трубопроводов водоснабжения. На многих системах водоснабжения истекает срок эксплуатации трубопроводов, выполненных из стали, а также запорно-регулирующей арматуры. С целью исключения аварийности в сетях и образованию утечек, необходима своевременная реконструкция и модернизация сетей и запорно-регулирующей арматуры.

Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки питьевой воды, на единицу объема транспортируемой воды отражен в таблице 3.4.17 настоящего раздела.

Проблемы и направления их решения.

Основные техническими и технологические проблемы централизованной системы водоснабжения городского округа город Нижний Новгород в части источников водоснабжения отражены в подразделе 3.4.2.3.

В перспективе для решения проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 8 Обосновывающих материалов.

3.4.2.2. Анализ эффективности и надежности сетей водоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, резервирование, применяемые графики работы и их обоснованность, статистика отказов и среднего времени восстановления работы, качество эксплуатации и диспетчеризации, состояние учета.

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, остаточный ресурс.

Функционирование и эксплуатация водопроводных сетей систем централизованного водоснабжения осуществляется на основании «Правил технической эксплуатации систем и сооружений коммунального водоснабжения и канализации», утвержденных Приказом Госстроя РФ №168 от 30.12.1999г.

Характеристика технических параметров и состояния сетей водоснабжения.

Сети холодного водоснабжения:

Снабжение абонентов холодной питьевой водой надлежащего качества осуществляется через централизованную систему сетей водопровода.

Общая протяженность водопроводных сетей города Нижнего Новгорода составляет более 3000 км, из них почти 60% находятся на обслуживании АО «Нижегородский водоканал». По состоянию на 01.01.2022 протяженность сетей ХВС АО «Нижегородский водоканал» составляет 1762,20 км. Износ сети ХВС по состоянию на 01.01.2022 – 78,49%.

В результате систематической и целенаправленной работы АО «Нижегородский водоканал», направленной на поддержание работоспособного состояния сетей и сооружений системы водоснабжения, объемы перекладки в 2021 году составили 21,34 км, в 2020 году - 28,3 км. В большинстве случаев были применены трубы из полиэтилена (более 90%).

Специалистами АО «Нижегородский водоканал» была проведена работа по оценке достоинств и недостатков водопроводных труб из различных материалов с учетом особенностей их применения в условиях Нижнего Новгорода. Основными материалом труб для диаметров 50-300 мм принят полиэтилен.

У полиэтиленовых труб есть неоспоримые преимущества: легкий вес; катушечная укладка в траншею на малых диаметрах в полевых условиях; коррозионная устойчивость; отсутствие зарастания проходного сечения; высокая морозостойкость; длительный срок эксплуатации (не менее 50 лет); надежность сварного соединения, не уступающая прочности самой трубы; относительно небольшая стоимость.

На Автозаводской насосной станции ООО «Заводские сети» распределение питьевой воды осуществляется по хозяйственно-питьевому водопроводу общей протяженностью 87,0 км, в том числе:

-разводящие сети Ø 50÷300 мм – 55,0 км.;

-магистральные сети Ø 300÷1000 мм – 32,0 км.

Средний срок ввода в эксплуатацию 1940 год.

Общая протяженность водопроводных сетей Новинского сельсовета составляет 55,69 км, в среднем состояние водопроводных сетей и сооружений оценивается как неудовлетворительное, износ составляет 85%.

Подача холодной воды абонентам осуществляется через систему магистральных трубопроводов (водоводов), уличных, внутриквартальных и внутридворовых сетей.

Сети горячего водоснабжения

Наиболее крупные организации, имеющие на балансе и эксплуатирующие сети горячего водоснабжения являются: АО «Теплоэнерго», ООО «Генерация тепла», ООО «Теплосети», ООО «Нижновтеплоэнерго».

Общая протяженность сетей горячего водоснабжения составляет 2 372,412 км, в том числе:

- АО «Теплоэнерго» – 413,541 км;
- ООО «Теплосети» - 1 897 км;
- ООО «Генерация тепла» - 8,465 км;
- ООО «Нижновтеплоэнерго» -53,406 км.

Процент износа сетей горячего водоснабжения составляет:

- АО «Теплоэнерго» – 65 %;
- ООО «Теплосети» – 68 %;
- ООО «Генерация тепла» – 77%;
- ООО «Нижновтеплоэнерго» – 46%.

Транспортировка горячей воды от централизованных источников горячего водоснабжения до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным сетям. Сети горячего водоснабжения проложены различным способом: надземно, подземно в каналах, бесканально, по подвалам зданий. В местах ответвлений установлена запорная арматура. Эксплуатацию источников централизованного теплоснабжения и тепловых сетей в основном осуществляет АО «Нижегородский водоканал».

Применяемые графики работы и их обоснованность

Режим работы насосных станций неравномерный в течение суток. Число часов работы насосов зависит от уровня воды в резервуарах чистой воды, который, в свою очередь, зависит от величины водоразбора в сети.

Статистика отказов и среднего времени восстановления работы

Износ сети ХВС по состоянию на 01.01.2022 – 78,49%.

На диаграмме ниже показана динамика повреждаемости на сетях ХВС за период 2019-2021 годов.

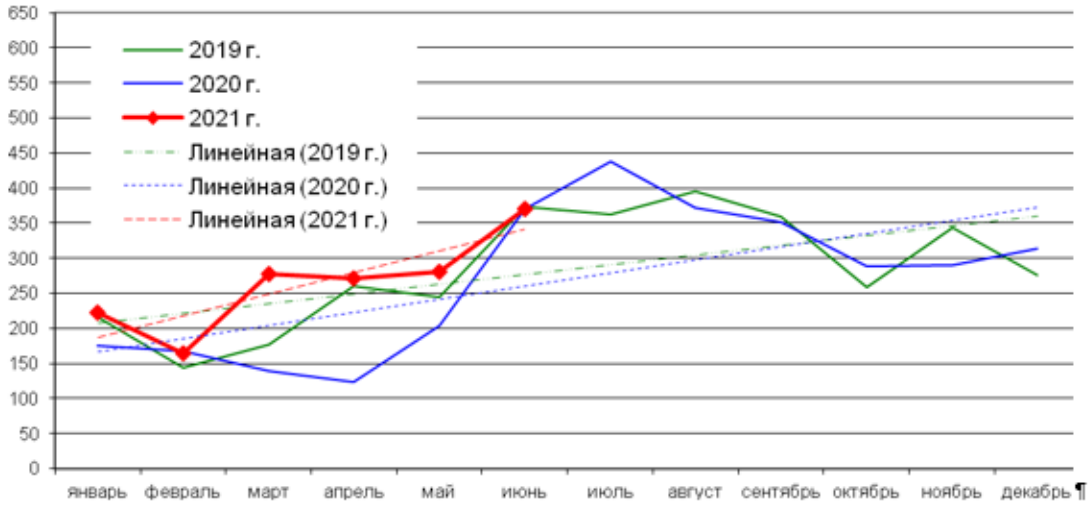


Рисунок 3.4.2 - Динамика повреждаемости на сетях ХВС за период 2019-2021 годов

Качество эксплуатации и диспетчеризации

Для профилактики возникновения повреждений на сетях водопровода, а также для надежного функционирования водопроводных сетей и уменьшения объемов потерь воды, АО «Нижегородский водоканал» проводится своевременная замена запорно-регулирующей арматуры и наиболее аварийных участков сети ХВС.

В результате систематической и целенаправленной работы АО «Нижегородский водоканал», направленной на поддержание работоспособного состояния сетей и сооружений системы водоснабжения, объемы перекладки в 2021 году составили 21,34 км. В большинстве случаев были применены трубы из полиэтилена (более 90%).

Специалистами АО «Нижегородский водоканал» была проведена работа по оценке достоинств и недостатков водопроводных труб из различных материалов с учетом особенностей их применения в условиях Нижнего Новгорода. Основными материалом труб для диаметров 50-300 мм принят полиэтилен.

У полиэтиленовых труб есть неоспоримые преимущества: легкий вес; катушечная укладка в траншею на малых диаметрах в полевых условиях; коррозионная устойчивость; отсутствие зарастания проходного сечения; высокая морозостойкость; длительный срок эксплуатации (не менее 50 лет); надежность сварного соединения, не уступающая прочности самой трубы; относительно небольшая стоимость.

С целью повышения надежного функционирования водопроводных сетей, снижения аварийности и потерь воды требуется выполнение действий по техническому переоснащению оборудования водопроводных насосных станций:

-на насосных станциях подбор и замена насосных агрегатов с учетом их работы в зоне оптимальных рабочих характеристик, установка частотного регулируемого привода (ЧРП), при этом ожидается вывод из работы до 20% водопроводных насосных станций (ВНС) и снижение удельного энергопотребления;

-реконструкция водопроводных сетей г. Нижнего Новгорода.

На Автозаводской водопроводной станции ООО «Заводские сети» отработали нормативный срок эксплуатации 59,0 км хозяйственно -питьевого водопровода, что составляет 68%.

Средний срок ввода в эксплуатацию хозяйственно -питьевого водопровода - 1940 год.

Нормативный срок эксплуатации хозяйственно -питьевого водопровода:

-стальные трубы – 20 лет,

-чугунные трубы – 30 лет.

На магистральных сетях хозяйственно-питьевого назначения в год 7÷9 дефектов, на разводящих 13÷20 дефектов.

Ежегодно ремонтируются участки трубопроводов протяженностью 0,1÷0,3 км с заменой материала на полиэтилен, срок эксплуатации, которого составляет более 50 лет. Просанировано 33,7 км трубопроводов хозяйственно -питьевого назначения.

Ситуация на сетях питьевого водоснабжения ООО «Заводские сети» некритична ввиду того, что сети закольцованы и перерыв в водоснабжении потребителей маловероятен.

Процент износа сетей горячего водоснабжения составляет:

- АО «Теплоэнерго» – 65 %;
- ООО «Теплосети» – 68 %;
- ООО «Генерация тепла» – 77%;
- ООО «Нижновтеплоэнерго» – 46%.

С целью повышения надежного функционирования системы горячего водоснабжения теплосетевыми организациями проводить переоснащение оборудования котельных, реконструкция и капитальный ремонт сетей ГВС. Для обеспечения качества воды проводиться антикоррозийная и противонакипная обработка воды на центральных тепловых пунктах.

Локальные системы автоматизации технологических процессов частично присутствуют на основных объектах системы теплоснабжения.

Проведенный анализ ситуации в муниципальном образовании показал необходимость внедрения новых высокоэффективных энергосберегающих технологий, а именно создание современной автоматизированной системы оперативного диспетчерского управления водоснабжением города.

Система диспетчеризации и мониторинга централизованных систем водоснабжения включает в себя ежедневную работу диспетчерско-аварийной службы средствами и на основе гарантирующих ресурсоснабжающих организаций. Мониторинг и диспетчеризация работают в круглосуточном режиме и не требуют дополнительных мероприятий по развитию.

Состояние учета

Количество воды, потребляемой населением и другими группами потребителей, определяется по абонентам (субабонентам) в соответствии с данными учета по показаниям средств измерений. В случае отсутствия у абонента средств измерений воды, эти объемы принимаются по нормативам водопотребления.

Реализация питьевой воды потребителям с использованием приборного учета в 2021 году составила 79,7 % от общего объема водопотребления.

На начало 2021 года оснащенность объектов водопотребления приборами учета составляет:

1. в частных жилых домах -39 %.

2.в жилых помещениях (квартирах) МКД - 53,2 %

3.в нежилых помещениях - 84,4 %.

4.промышленных и производственных предприятий - 100 %.

5.в МКД - 35 %, в оставшихся 65% МКД установка приборов учета не возможна в связи с отсутствием технической возможности, определенной Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 29 декабря 2011г. № 627 (аварийный и ветхий фонд, жилые дома, не имеющие подвальных помещений, внутридомовые сети требуют реконструкции и т.д.).

Динамика оснащенности приборами учета отражена на рисунке 3.4.3.

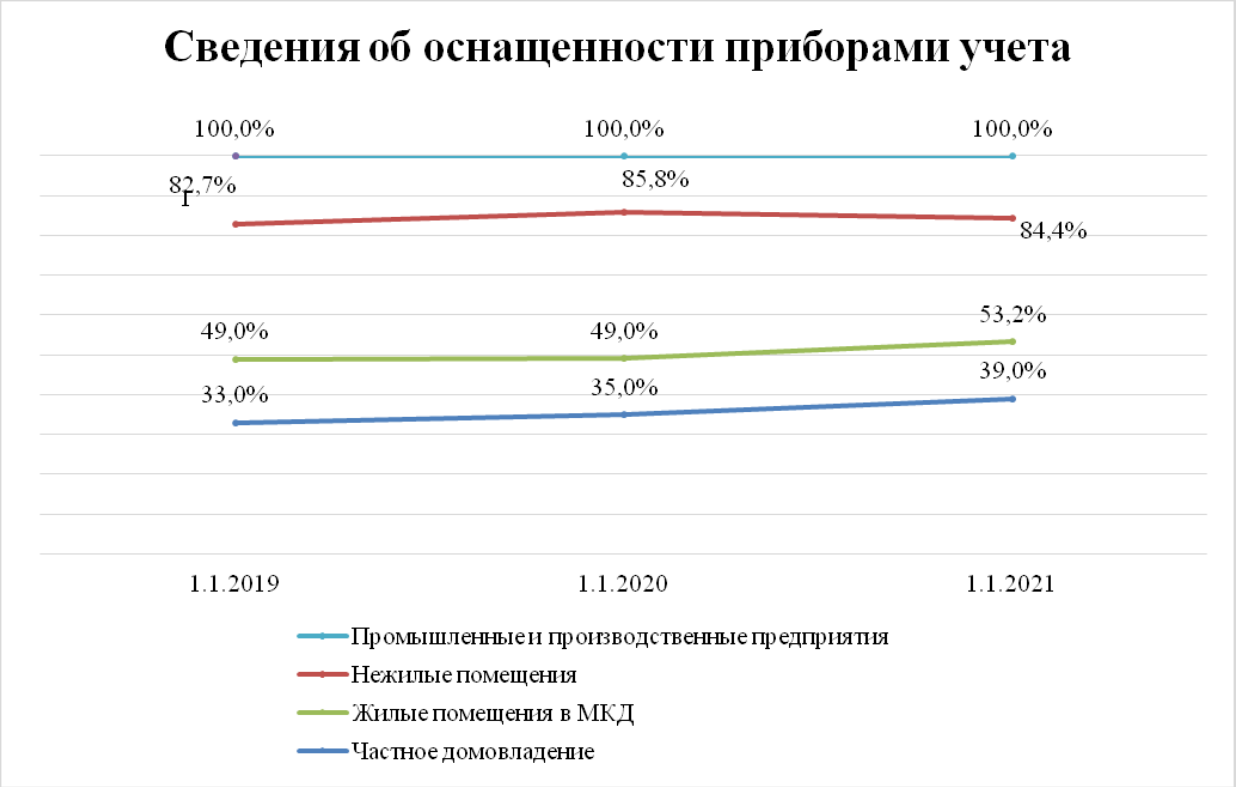


Рисунок 3.4.3 - Динамика оснащенности приборами учета

Все вновь строящиеся здания и сооружения Новинского сельсовета оснащены современными приборами учета воды, старый фонд Новинского сельсовета на 85,6% оснащены приборами учета воды.

Для обеспечения максимальной оснащенности будут выполняться мероприятия в соответствии с 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

До конца 2025 г. предполагается:

1.Оснащение МКД общедомовыми приборами учета на 98% за счет реализации мероприятий по обеспечению технической готовности внутридомовых сетей, за исключением ветхого и аварийного жилого фонда;

2.Оснащение жилого фонда индивидуальными (поквартирными) приборами учета на 90%;

3.Оснащение объектов водопотребления прочих групп потребителей приборами учета на 90%.

Проблемы и направления их решения.

Основные техническими и технологические проблемы централизованной системы водоснабжения городского округа город Нижний Новгород в части сетей водоснабжения отражены в подразделе 3.4.2.3.

В перспективе для решения проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 8 Обосновывающих материалов.

3.4.2.3. Анализ зон действия источников водоснабжения и их рациональности, имеющиеся проблемы и направления их решения

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников, балансы мощности и нагрузки, радиус эффективного ресурсоснабжения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников.

Система водоснабжения городского округа город Нижний Новгород включает в себя централизованные системы холодного и горячего водоснабжения.

В городском округе город Нижний Новгород существует децентрализованная система водоснабжения.

Техническая вода производится для собственных нужд организаций и для подачи технической воды сторонним организациям.

В соответствии, Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.09.2013 №782 «О схемах водоснабжения и водоотведения»: эксплуатационная зона – зона эксплуатационной ответственности организации, осуществляющей горячее водоснабжение или холодное водоснабжение и (или) водоотведение, определенная по признаку обязанностей (ответственности) организации по эксплуатации централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения.

Система холодного водоснабжения в городе разделена на три эксплуатационные зоны:

- зона обслуживаемая АО «Нижегородский водоканал»;
- зона обслуживаемая ООО «Заводские сети»,
- зона обслуживаемая ООО «Коммунальщик».

Эксплуатационные зоны делятся на технологические зоны, в которых существуют отдельные водозаборы, водопроводные очистные сооружения, сети, насосные станции.

Основной эксплуатирующей организацией, осуществляющей водоснабжение питьевой водой потребителей г. Нижний Новгород, является АО «Нижегородский водоканал».

АО «Нижегородский водоканал» — одно из крупнейших предприятий Российской Федерации в области водоснабжения и водоотведения, обеспечивающее ежегодную подачу потребителям города питьевой воды. За 2021 год основной объем подачи воды потребителям приходится на АО «Нижегородский водоканал» 128,4 млн. куб. м/год.

Предприятие обслуживает водопроводные сети общей протяженностью более 1700 км, расположенные на территории площадью 41000 га с населением более чем 1,26 млн человек. В эксплуатации АО «Нижегородский водоканал» находятся 5 водозаборных водопроводных станций и 227 повысительных насосных станций.

Водоснабжение городского округа город Нижний Новгород построено по принципу территориального зонирования (организованы зоны водоснабжения). В каждой из зон имеются водозаборные сооружения и система распределения воды.

В связи с особенностью физико–географических условий Нижнего Новгорода, в городе существуют две раздельные системы водоснабжения.

Водоснабжение Нагорной части города осуществляется двумя водопроводными станциями с водозаборами из реки Оки. В данную систему входят 10 резервуаров чистой воды (РЧВ), 43 повысительных водопроводных насосных станции (ВНС). Отличием Нагорной части является высокая плотность застройки старых районов и значительный перепад высотных отметок.

Заречную часть города снабжают водой три водопроводные станции, одна из них забирает воду из Оки, вторая – из Волги и третья - из артезианской скважины. «Нижегородский водоканал» покупает часть воды, которую производит водопроводная станция, принадлежащая ЗАО «Заводские сети». В Заречной части расположено 7 резервуаров чистой воды (РЧВ) и 184 повысительных водопроводных насосных станции (ВНС). Характерной особенностью Заречной части является пологий рельеф со слабо выраженным перепадом высот.

«Технологическая зона водоснабжения» - часть водопроводной сети, принадлежащей организации, осуществляющей горячее водоснабжение или холодное водоснабжение, в пределах которой обеспечиваются нормативные значения напора (давления) воды при подаче ее потребителям в соответствии с расчетным расходом воды;

Технологические зоны холодного водоснабжения города разделены по водоочистным сооружениям на следующие зоны:

- Ново – Сормовская водопроводная станция - к ней относятся Московский, Сормовский, Ленинский, Канавинский, Автозаводский районы.
- Водопроводная станция «Малиновая гряда» – к ней относится Нижегородский и Приокский районы, административно-территориальное образование Новинский сельсовет.
- Водопроводная станция «Слудинская» – к ней относиться Советский и Нижегородский районы.
- Станция водоподготовки п. Березовая Пойма – к ней относиться п.Березовая Пойма.
- Автозаводская водопроводная станция (ООО «Заводские сети») – к ней относиться автозавод ГАЗ и микрорайон ЮГ Автозаводского района.

Обеспечение питьевой водой потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется от 5 водопроводных станций.

Перечень действующих водопроводных станций с указанием зоны действия, представлен в таблице 3.4.20.

Таблица 3.4.20 – Перечень действующих водопроводных станций с указанием зоны действия

№ п/п	Наименование водопроводной станции	Год ввода в эксплуатацию	Район обслуживания	Проектная производительность, тыс.м3/сутки
1	2	3	4	5
1	Ново – Сормовсквя водопроводная станция	1958 г.	Московский, Сормовский, Ленинский, Канавинский, Автозаводский районы	380,0
2	водопроводная станция «Малиновая гряда»;	1979 г.	Нижегородский и Приокский районы, административно-территориальное образование Новинский сельсовет	200,0
3	«Слудинская» водопроводная станция	1951 г.	Советский и Нижегородский районы	100,0
4	станции водоподготовки п. Березовая Пойма	2001 г.	п. Березовая Пойма	0,440
5	Автозаводская водопроводная станция (АО «Нижегородский водоканал»)	1937 г.	частично Ленинский и частично Автозаводский районы	75,0 законсервирована

№ п/п	Наименование водопроводной станции	Год ввода в эксплуатацию	Район обслуживания	Проектная производительность, тыс.м3/сутки
1	2	3	4	5
	Автозаводская водопроводная станция (ООО «Заводские сети»)	1932 г.	автозавод ГАЗ и микрорайон ЮГ Автозаводского района	297,5
	ВСЕГО			1 052,94

Общая проектная производительность водопроводных станций, действующих в настоящее время, составляет 1052,94 тыс. м3 в сутки.

В пос. Березовая Пойма Московского района Заречной части города организована самостоятельная централизованная система водоснабжения с забором воды из артезианских скважин, обслуживаемых АО «Нижегородский водоканал».

На территории городского округа город Нижний Новгород производство технической воды для потребителей осуществляется на водопроводной станции осуществляется двумя эксплуатационными зонами:

- АО «Нижегородский водоканал» - на водопроводных станциях «Ново-Сормовская» и «Слудинская»;
- ООО «Заводские сети» - на станции по производству технической воды «Промводопровод».

В части централизованного горячего водоснабжения на территории г. Нижний Новгород в настоящее время нет единого централизованного источника ГВС.

Система ГВС города представлена тремя эксплуатационными зонами, разделенными на теплосетевые районы:

-Нагорным, снабжающим Нижегородский, Советский и Приокский районы. Основной теплоисточник – Нагорная теплоцентраль;

-Сормовским, снабжающим Сормовский, Московский и Канавинский районы. Основной теплоисточник – Сормовская ТЭЦ;

-Автозаводским, снабжающим Автозаводский и Ленинский районы. Основной теплоисточник – Автозаводская ТЭЦ (ТЭЦ ГАЗ).

Зоны санитарной охраны — территории вокруг источников водоснабжения и водопроводных сооружений, где устанавливается особый режим, исключающий или ограничивающий возможность их загрязнения или заражения. Основной целью создания и обеспечения режима в ЗСО является санитарная охрана от загрязнения источников водоснабжения и водопроводных сооружений, а также территорий, на которых они расположены.

Зоны санитарной охраны устанавливаются на всех действующих, строящихся и проектируемых водопроводах и делятся на 3 пояса с особым режимом в каждом.

I пояс— зона строгого режима — устанавливается на территории, где производится забор воды и расположены головные сооружения водопровода. При использовании открытых водоемов территория I пояса включает противоположный берег и участок не менее 200 м ниже водозабора; при использовании подземных вод — около 0,25 га радиусом не менее 30 м вокруг скважин, использующих межпластовые воды; 50 м — грунтовые воды. Эта территория ограждается, окружается полосой зеленых насаждений и обеспечивается охраной; внутри нее запрещается пребывание посторонних лиц и строительство.

II и III пояса — зоны ограничений — охватывают территорию, поверхностные и подземные стоки которой могут влиять на состав и свойства воды источника водоснабжения. На этой территории проводятся мероприятия по охране от загрязнений хозяйственно-бытовыми и промышленными сточными водами. Границы II пояса для

проточных поверхностных водоемов устанавливаются вверх по течению с учетом характера загрязнений и скорости самоочищения воды. Для подземных источников границы II и III пояса устанавливаются с учетом интенсивности процессов самоочищения при фильтрации через почву и подстилающие породы и скорости продвижения загрязнений по водным горизонтам.

Соблюдение санитарных правил является обязательным для граждан, индивидуальных предпринимателей и юридических лиц.

В каждом из трех поясов, а также в пределах санитарно-защитной полосы, соответственно их назначению, устанавливается специальный режим и определяется комплекс мероприятий, направленных на предупреждение ухудшения качества воды.

Приказом Министерства экологии и природных ресурсов Нижегородской области от 31.07.2020 № 319-320/20П/од «Об установлении зоны санитарной охраны водопроводной станции Ново-Сормовская АО «Нижегородский водоканал», расположенной на реке Волге в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород» установлены границы зоны санитарной охраны (ЗСО) водопроводной станции Ново – Сормовская.

ЗСО водопроводной станции Ново-Сормовская устанавливается в составе трех поясов:

- первый пояс (строгого режима) включает территорию вокруг водозабора водопроводной станции Ново-Сормовская,

- второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территории, предназначенные для предупреждения микробного и химического загрязнения воды в источнике хозяйственно-питьевого водоснабжения реке Волге. Русловой водозабор расположен на правом берегу реки Волги.

1. Границы первого пояса ЗСО имеют форму близкую к прямоугольнику, где расстояния от водозабора до границ первого пояса ЗСО принимаются равными:

-вверх по течению от водозабора 200,0 метров;

-вниз по течению от водозабора 100,0 метров;

-по правому берегу от береговой линии 100,0 метров;

-от водозабора к противоположному берегу 100,0 метров.

2. Границы второго пояса ЗСО для водопроводной станции Ново - Сормовская вверх по течению реки Волги принимаются в соответствии с климатическими и гидрологическими условиями в результате расчетов, выполненных согласно пункту 2.3.2 СанПиН 2.1.4.1 1 10-02 (при трехсуточном пробеге воды). Верхние границы удалены от водозабора до устья реки Санахты по правому берегу и пансионата Буревестник по левому берегу Горьковского водохранилища.

На текущий момент верхняя граница второго пояса ЗСО водопроводной станции устанавливается по границе г. Нижнего Новгорода по реке Волге.

Вниз по течению реки границы второго пояса ЗСО расположены на расстоянии более 250,0 метров - 400,0 метров ниже водозабора ОАО «Красное Сормово».

Боковые границы второго пояса ЗСО принимаются по правому берегу с равнинным рельефом на расстоянии 500,0 метров от береговой линии. В местах примыкания притоков включаются притоки в расчетных границах с соблюдением боковых отступов. По левой стороне граница второго пояса устанавливается по реке Волге (по границе г. Нижнего Новгорода).

Схема границ второго пояса ЗСО водопроводной станции Ново-Сормовская АО («Нижегородский водоканал», расположенной на реке Волге в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород отражена на рисунке 3.4.4.

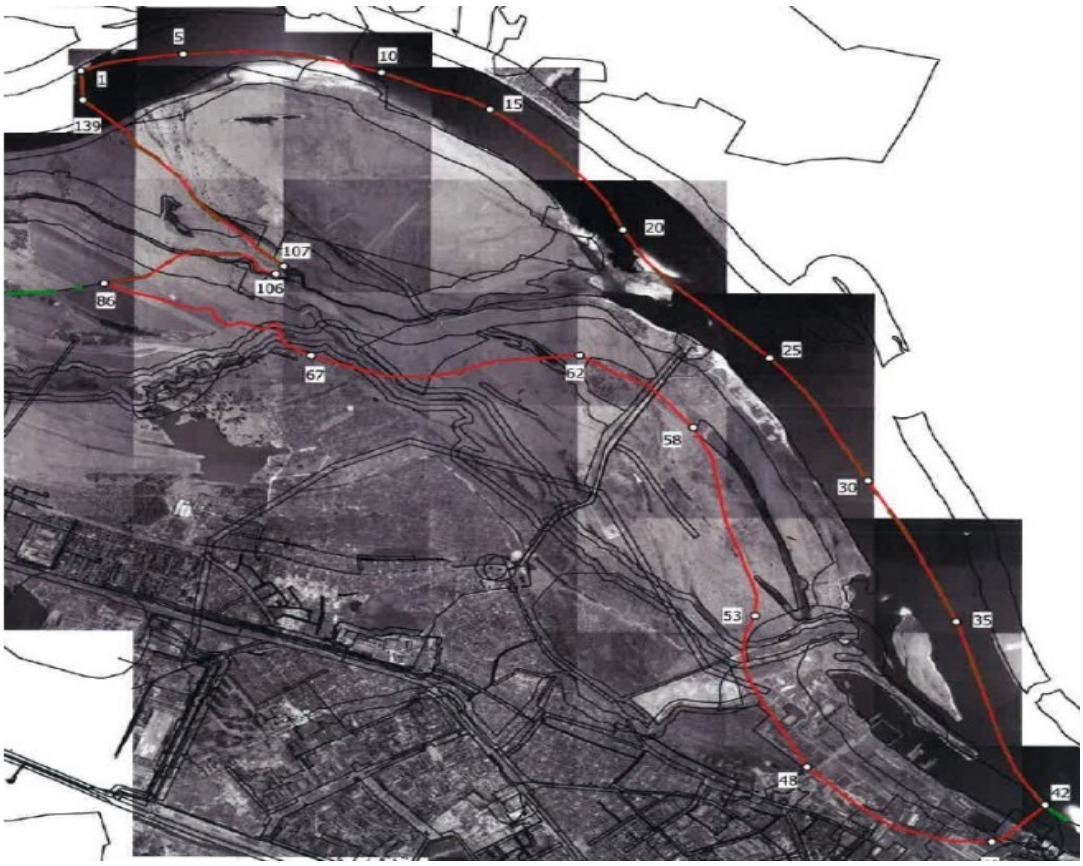


Рисунок 3.4.4 - Схема границ второго пояса ЗСО водопроводной станции Ново - Сормовская

3. Границы третьего пояса ЗСО водопроводной станции Ново - Сормовская АО «Нижегородский водоканал», расположенной на реке Волге в Нижегородской области вверх и вниз по течению реки совпадают с границами вторых поясов ЗСО.

Боковые границы проходят по линии водоразделов и принимаются в соответствии с пунктом 2.3.3 СанПиН 2.1.4.1 110-02 в пределах 3,0 - 5,0 км, а также включают притоки в пределах вторых поясов ЗСО.

На текущий момент верхняя граница третьего пояса ЗСО водопроводной станции устанавливается по границе г. Нижнего Новгорода по реке Волге.

Вниз по течению реки границы третьего пояса ЗСО расположены на расстоянии более 250,0 метров - 400,0 метров ниже водозабора ОАО «Сормово».

Схема границ третьего пояса ЗСО водопроводной станции Ново-Сормовская АО «(Нижегородский водоканал», расположенной на реке Волге в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород отражена на рисунке 3.4.5.



Рисунок 3.4.5 - Схема границ третьего пояса ЗСО водопроводной станции Ново-Сормовская

3. Границы третьих поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на реке Оке в Нижегородской области вверх и вниз по течению реки совпадают с границами вторых поясов ЗСО.

Боковые границы проходят по линии водоразделов и принимаются в соответствии с пунктом 2.3.3 СанПиН 2.1.4.1110-02 в пределах 3,0 - 5,0 км, а также включают притоки в пределах вторых поясов ЗСО.

На текущий момент верхняя граница третьих поясов ЗСО водопроводных станций устанавливается по границе г. Нижнего Новгорода по реке Оке. Вниз по течению реки границы третьих поясов ЗСО расположены на расстоянии более 250,0 метров вдоль Молитовского моста.

Границы третьих поясов ЗСО для водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская» совпадают.

Схема границ третьих поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на реке Оке в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород отражена на рисунке 3.4.6.



Рисунок 3.4.6 - Схема границ третьих поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская»

Приказом Министерства экологии и природных ресурсов Нижегородской области от 17.07.2020 № 319-306/20П/од «Об установлении зон санитарной охраны водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на реке Оке в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород» установлены границы зон санитарной охраны (ЗСО) водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская».

Зоны санитарной охраны организуются для водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на поверхностном источнике хозяйственно-питьевого водоснабжения реке Оке, откуда осуществляется забор воды водопроводными станциями, находящимися в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород, городе Нижнем Новгороде, пр. Гагарина.

ЗСО водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская» устанавливаются в составе трех поясов: первый пояс (строгого режима) включает территории вокруг водозаборов водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская», второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территории, предназначенные для предупреждения микробного и химического загрязнения воды в источнике хозяйственно-питьевого водоснабжения реке Оке. Русловые водозаборы расположены на правом берегу реки Оки.

1. Границы первых поясов ЗСО имеют формы близкие к прямоугольникам, где расстояния от водозаборов до границ первых поясов ЗСО принимаются равными:

-вверх по течению от водозабора 200,0 метров;

-вниз по течению от водозабора 100,0 метров; - по правому берегу от береговой линии 100,0 метров; - от водозабора к противоположному берегу 100,0 метров.

Схемы границ первых поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на реке Оке в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород, не представлены.

2. Границы вторых поясов ЗСО для водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская» вверх по течению реки Оки принимаются в соответствии с климатическими и гидрологическими условиями в результате расчетов, выполненных согласно пункту 2.3.2 СанПиН 2.1.4.1110-02 (при трехсуточном пробеге воды). Верхние границы удалены от водозаборов до устья реки Клязьмы.

На текущий момент верхняя граница вторых поясов ЗСО водопроводных станций устанавливается по границе г. Нижнего Новгорода по реке Оке. Вниз по течению реки границы вторых поясов ЗСО расположены на расстоянии более 250,0 метров вдоль Молитовского моста.

Боковые границы вторых поясов ЗСО принимаются по левому берегу с равнинным рельефом на расстоянии 500,0 метров от береговой линии, по правому берегу (Окскому откосу) - полоса шириной 1000,0 метров от береговой линии. В местах примыкания притоков включаются притоки в расчетных границах с соблюдением боковых отступов.

Границы вторых поясов ЗСО для водопроводных станций «Малиновая гряда» и «Слудинская» совпадают.

Схема границ вторых поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская», расположенных на реке Оке в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород отражена на рисунке 3.4.7.

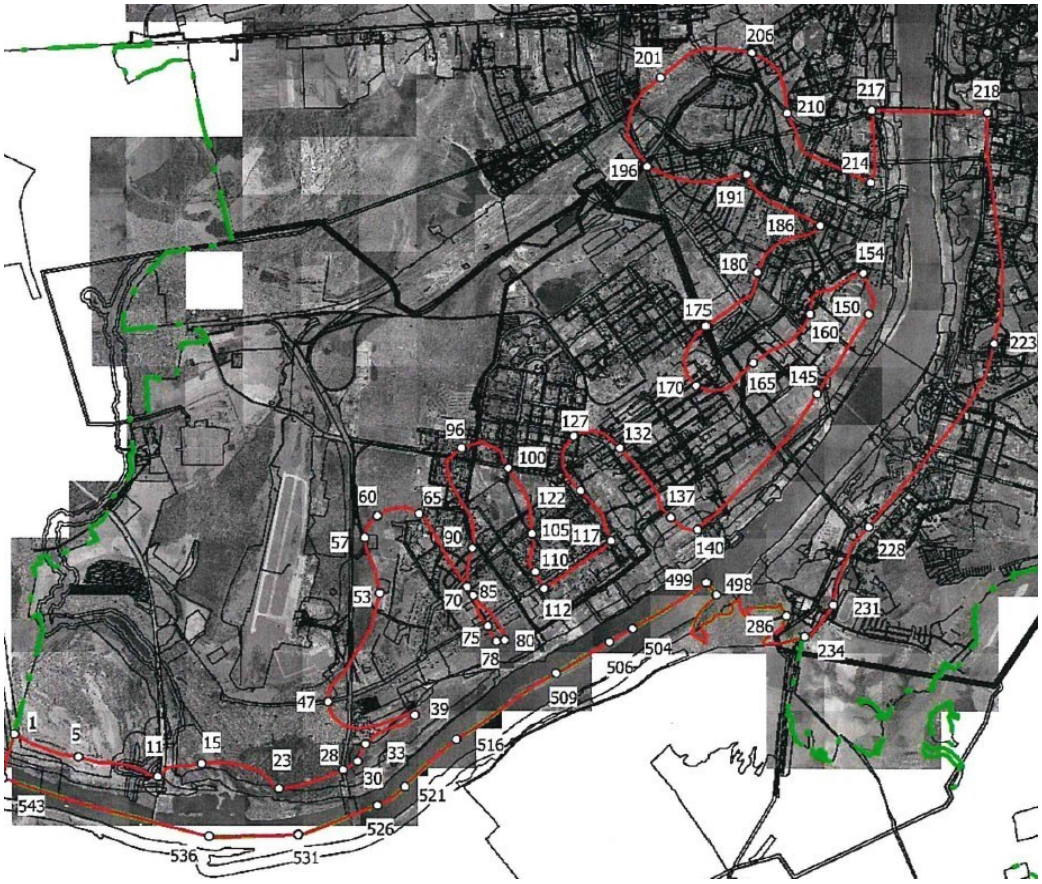


Рисунок 3.4.7 - Схема границ вторых поясов ЗСО водопроводных станций АО «Нижегородский водоканал» «Малиновая гряда» и «Слудинская»

Приказом Министерства экологии и природных ресурсов Нижегородской области от 12.04.2019 № 319-197/19П/од «Об утверждении проекта организации зоны санитарной охраны в составе первого, второго и третьего поясов источников водоснабжения питьевого назначения водопроводной станции «Березовая Пойма» ОАО «Нижегородский водоканал», установлены границы зоны санитарной охраны водопроводной станции «Березовая Пойма».

Зона санитарной охраны организуется для скважин №№ 1-4 питьевого назначения водопроводной станции «Березовая Пойма» ОАО «Нижегородский водоканал». Водозабор расположен в 0,3 км юго-западнее п. Березовая Пойма Московского района г. Нижнего Новгорода.

ЗСО организуется в составе трех поясов: первый пояс (строгого режима) включает территорию расположения скважин, второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территории, предназначенные для предупреждения микробного и химического загрязнения воды в водоносном пласте. Подземные воды отнесены к незащищенным от поверхностного загрязнения подземным водам. Скважина № 2 законсервирована. По проекту имеется санитарно-эпидемиологическое заключение Управления Роспотребнадзора по Нижегородской области № 52.НЦ.04.000.Т.001224.11.17.

1.Границы первых поясов ЗСО имеют формы окружностей, расстояния от скважин до границ скважин №№ 1- 4 составляют 30,0 метров.

2.Границы второго и третьего поясов ЗСО водозабора принимаются в соответствии с гидродинамическими расчетами и пунктом 2.2.2 СанПиН 2.1.4.1110-02.

Границы вторых поясов имеют формы неправильных окружностей и располагаются от скважин:

-вверх по потоку на расстоянии - 120,0 м;

-вниз по потоку на расстоянии - 40,0 м;

- общая протяженность составляет - 160,0 м;

- половина ширины пояса составляет - 70,0 м.

3. Границы третьего пояса общие, имеют форму эллипса, располагаются от группы скважин:

-вверх по потоку на расстоянии - 1700,0 м;

-вниз по потоку на расстоянии - 90,0 м;

- общая протяженность составляет - 1790,0 м;

- половина ширины пояса - 290,0 м.

Приказом Министерства экологии и природных ресурсов Нижегородской области от 29.11.2019 № 319-566/19П/од «Об установлении зоны санитарной охраны водоисточника (р. Ока) для Автозаводской водопроводной станции ООО «Заводские сети», расположенной в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород, ул. Шнитникова,19», установлены границы зоны санитарной охраны для Автозаводской водопроводной станции.

Зона санитарной охраны организуется для водоисточника (р. Ока), из которого осуществляется забор воды Автозаводской водопроводной станцией ООО «Заводские сети», расположенной в Нижегородской области, городском округе город Нижний Новгород, ул. Шнитникова, 19.

ЗСО водоисточника (р. Ока) устанавливается в составе трех поясов: первый пояс (строгого режима) включает территорию вокруг водозабора, второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территории, предназначенные для предупреждения микробного и химического загрязнения воды в водоисточнике (р. Ока). Русловой водозабор расположен на расстоянии 560,0 метров от береговой линии реки Оки (левый берег).

1. Границы первого пояса ЗСО имеют форму прямоугольника, где расстояния от водозабора до границ первого пояса ЗСО принимаются равными:

-вверх по течению от водозабора 200,0 метров;

-вниз по течению от водозабора 100,0 метров;

-по левому берегу от береговой линии 100,0 метров;

-от водозабора к противоположному берегу 100,0 метров.

2. Границы второго пояса ЗСО вверх по течению принимаются в соответствии с климатическими и гидрологическими условиями в результате расчетов, выполненных согласно пункту 2.3.2 СанПиН 2.1.4.1110-02 (при трехсуточном пробеге воды), удаленными от водозабора на расстояние 73,8км. Вниз по течению граница второго пояса ЗСО расположена на расстоянии 250,0 метров. Боковые границы второго пояса принимаются по левому берегу с равнинным рельефом на расстоянии 500,0 метров от береговой линии, по правому берегу до вершины первого склона, но не менее 1000,0 метров.

3. Границы третьего пояса ЗСО водоисточника (р. Ока) вверх и вниз по течению реки совпадают с границами второго пояса ЗСО. Боковые границы проходят по линии водоразделов и принимаются в соответствии с пунктом 2.3.3 СанПиН 2.1.4.1110-02 в пределах 3,0 - 5,0 км.

Балансы мощности и нагрузки

Данные о фактической производительности (годовой, среднесуточной, максимальной суточной, в час максимального потребления) источников централизованного водоснабжения городского округа город Нижний Новгород сформированы на основании данных, предоставленных АО «Нижегородский водоканал», и представлены в таблице 3.4.21.

Таблица 3.4.21 – Фактическая производительность источников централизованного холодного водоснабжения городского округа город Нижний Новгород

№ п.п.	Наименование ТЗ ВС/ Наименование показателя	Ед.изм.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	АО «Нижегородский водоканал»				
1	Годовое потребление питьевой воды	тыс.м³/год	131 157,43	126 595,24	128 364,30
2	Среднесуточное потребление питьевой воды	тыс. м³/сут	359,3	346,8	351,7
3	Максимальное суточное потребление питьевой воды	тыс. м³/сут	395,40	374,16	401,93

Структурный баланс реализации питьевой и технической воды в городском округе город Нижний Новгород представлен в таблице 3.4.22.

Таблица 3.4.22– Структурный баланс реализации воды на территории городского округа город Нижний Новгород.

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	Основная городская технологическая зона холодного водоснабжения АО «Нижегородский водоканал»				
	Холодное водоснабжение				
1	Объем поднятой питьевой воды - всего,в том числе	тыс. м³/г.	131 221,930	126 627,808	128 428,942
	питьевая вода	тыс. м³/г.	131 157,429	126 595,237	128 364,298
	техническая вода	тыс. м³/г.	64,511	32,571	64,644
2.	Объем воды, пропущенной через очистные сооружения	тыс. м³/г.	131 157,429	126 595,237	128 364,298
3.	Расход воды на собственные нужды - всего, в т.ч.	тыс. м³/г.	23 376,617	22 244,131	23 770,893
	Технологические нужды по станциям	тыс. м³/г.	15 124,410	13 748,487	12 214,896
	противопожарные	тыс. м³/г.	6 440,712	6 461,405	5 508,799
	по подразделениям предприятия	тыс. м³/г.	1 811,495	2 034,239	6 047,198

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	Уровень расходов на собственные нужды	%	17,8	17,6	18,5
4	Подача воды в водопроводные сети - всего, в т.ч.	тыс. м³/г.	136 314,130	133 120,230	137 428,920
	своими насосами	тыс. м³/г.	116 033,019	112 846,750	116 149,402
	Объем покупной воды	тыс. м³/г.	20 281,110	20 273,480	21 279,520
5	Потери воды при транспортировке по водопроводным сетям	тыс. м³/г.	17 025,710	19 452,830	16 929,990
		%	13,3	15,6	13,5
6	Реализация питьевой воды, в т.ч. по категориям абонентов:	тыс. м³/г.	111 100,722	105 204,335	109 007,578
	население	тыс. м³/г.	67 141,738	69 833,189	71 346,557
	юридические лица (бюджетнофинансируемые)	тыс. м³/г.	4 406,391	4 147,742	4 408,720
	юридические лица (прочие)	тыс. м³/г.	39 552,593	31 223,718	33 252,302
7	Объем отпущенной потребителям воды, определенный по приборам учета	тыс. м³/г.	86 333,010	82 252,460	86 859,164
		%	77,8	78,2	79,7
8	Объем отпущенной потребителям воды, определенный расчетным путем (по нормативам потребления)	тыс. м³/г.	24 703,206	22 919,337	22 083,771
		%	22,2	21,8	20,3
	Техническая вода				
9	Поднято воды всего	тыс. м³/г.	64,510	32,571	64,644
10	Отпуск воды в сеть	тыс. м³/г.	64,510	32,571	64,644
11	Объем услуг (полезный отпуск), в том числе:	тыс. м³/г.	64,510	32,571	64,644
	население	тыс. м³/г.	0,000	0,000	0,000
	юридические лица (бюджетнофинансируемые)	тыс. м³/г.	0,000	0,000	0,000
	юридические лица (прочие)	тыс. м³/г.	64,510	32,571	64,644

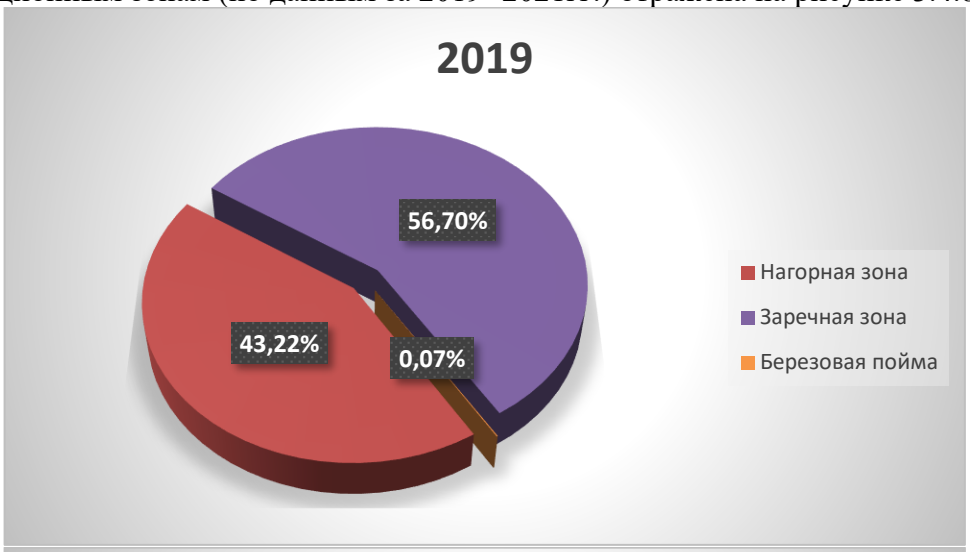
Структурный баланс добычи питьевой и технической воды АО «Нижегородский водоканал» по территориальным зонам в городском округе город Нижний Новгород представлен в таблице 3.4.23.

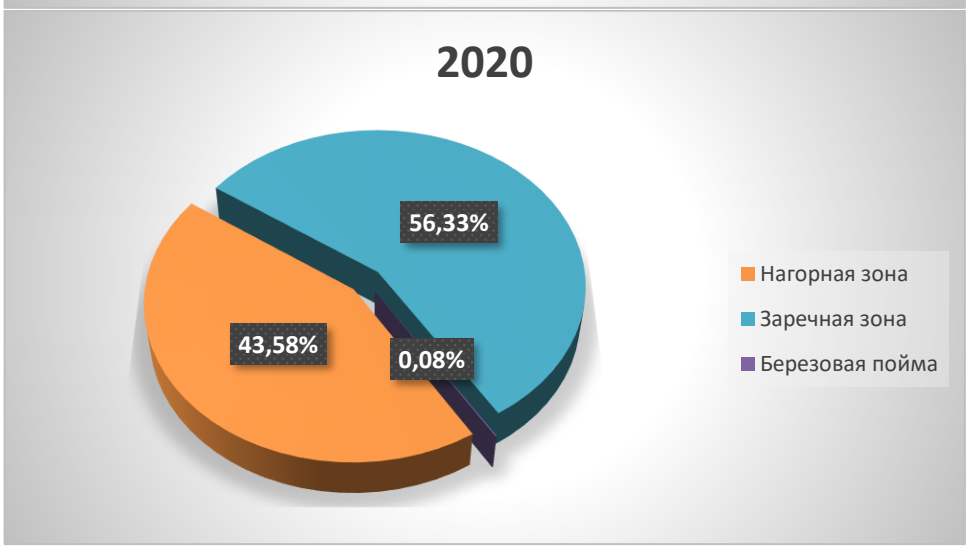
Таблица 3.4.23 - Структурный баланс реализации питьевой АО «Нижегородский водоканал»

Наименование зоны обслуживания	Показатель		Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год
1	2		3	4	5	6
	АО «Нижегородский водоканал»					
Нагорная зона ЦСВС («Слудинская» ВС и «Малиновская гряда»)	Поднято воды в год (объем)	ВСЕГО, в т.ч.	тыс. м3/год	56717,831	55186,83	58835,367
		для питьевой воды	тыс. м3/год	56663,292	55167,799	58783,483
		техническая вода	тыс. м3/год	54,542	19,031	51,884
	Среднегодовой объем поднятой воды в сутки	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	155,242	150,732	161,054
		техническая вода	тыс. м3/сут.	0,255	0,078	0,213
	Объем поднятой воды в сутки максимального водопотребления	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	170,797	167,521	193,516
Заречная зона ЦСВС (Ново-Сормовская ВС)	Поднято воды в год (объем)	ВСЕГО, в т.ч.	тыс. м3/год	74405,866	71334,56	69498,152
		для питьевой воды	тыс. м3/год	74395,898	71321,02	69485,392
		техническая вода	тыс. м3/год	9,968	13,54	12,76
	Среднегодовой объем поднятой воды в сутки	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	203,824	194,866	190,371
		техническая вода	тыс. м3/сут.	0,027	0,037	0,035

Наименование зоны обслуживания	Показатель		Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год
1	2		3	4	5	6
	Объем поднятой воды в сутки максимального водопотребления	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	233,292	215,47	208,124
Самостоятельная ЦСВС - ВС «Березовая Пойма»	Поднято воды в год (объем)	для питьевой воды	тыс. м3/год	98,239	106,418	95,423
	Среднегодовой объем поднятой воды в сутки	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	0,269	0,291	0,261
	Объем поднятой воды в сутки максимального водопотребления	для питьевой воды	тыс. м3/сут.	0,409	0,42	0,41

Структура реализации питьевой воды АО «Нижегородский водоканал» по эксплуатационным зонам (по данным за 2019 -2021гг.) отражена на рисунке 3.4.8.





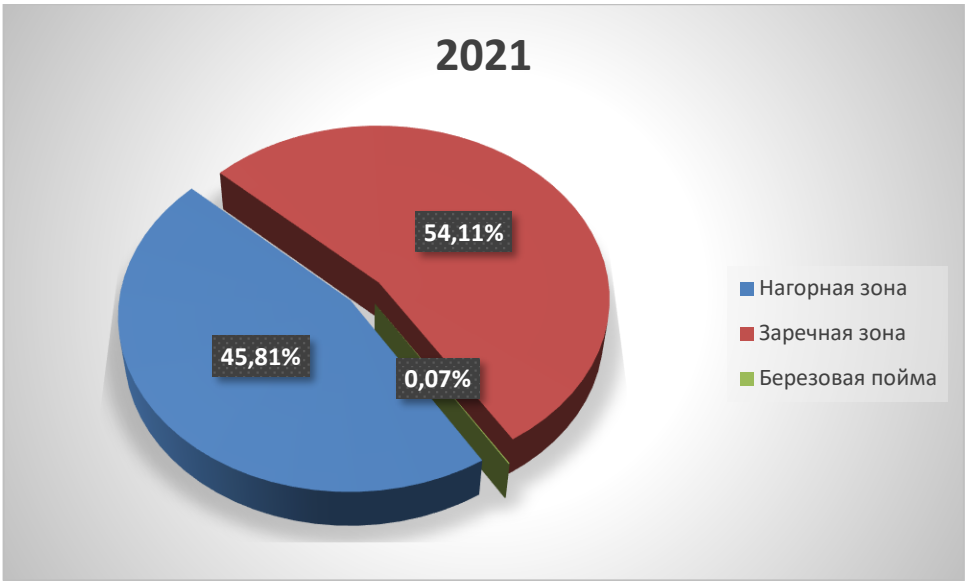


Рисунок 3.4.8 - Структура реализации питьевой воды АО «Нижегородский водоканал» по эксплуатационным зонам (по данным за 2019 -2021гг.)

Учетный объем забора воды АО «Нижегородский водоканал» в 2021 году составил 128 364,3 тыс. м3., в том числе питьевой - 128 364,298 тыс. м3, технической воды - 64,644 тыс. м3.

Объем приобретенной воды у ЗАО «Волгаэнергосбыт» за 2021 год составил 21 279,520 тыс. м3.

Фактические потери питьевой воды по отчетным данным за 2021 год составили 16 929,99 тыс. м3 или 13,5% к добыче воды.

Для сокращения объема нереализованной воды (технологических потерь, организационно-учетных, естественной убыли, утечек и хищения при ее транспортировании, хранении, распределении, коммерческих потерь) и выявления причин потери воды ежемесячно производится анализ структуры потери воды, определяется величина потери воды в системах водоснабжения. Наибольшую сложность при выявлении аварийности представляет определение размера скрытых утечек воды из водопроводной сети. Их объемы зависят от состояния водопроводной сети, возраста, материала труб, грунтовых и климатических условий и ряда других местных условий.

Объем реализации горячей воды определен расчетным путем от фактического расхода тепловой энергии для целей горячего водоснабжения и норматива расхода тепловой энергии, используемой на подогрев горячей воды, утвержденного постановлением Правительства Нижегородской области от 05.07.2017 № 482 (с изм. от 17.12.2020).

Структурный баланс реализации горячей воды в городском округе отражен в таблице 3.4.24.

Таблица 3.4.24 – Структурный баланс реализации горячей воды в городском округе.

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	2019г.	2020г.	2021г
1	2	3	4	5	6
1	Расход тепловой энергии для целей горячего водоснабжения, всего, в том числе:	тыс. Гкал	1 908,1	1 902,4	2 101,5
1.1.	в жилищном фонде	тыс. Гкал	1 710,3	1 706,3	1 885,9
1.2.	в общественно-деловом фонде	тыс. Гкал	197,8	196,1	215,6
2	Норматив расхода тепловой энергии, используемой на подогрев горячей воды (постановление от 05.07.2017 № 482 (с изм. от 17.12.2020)	Гкал/м3	0,06004	0,06004	0,06004

3	Реализация горячей воды, в т.ч. по категориям абонентов:	тыс. м³/г.	31 780,5	31 685,0	35 002,2
3.1.	население	тыс. м³/г.	28 485,3	28 419,1	31 410,7
3.2.	юридические лица (бюджетнофинансируемые)	тыс. м³/г.	788,5	556,0	551,3
3.3.	юридические лица (прочие)	тыс. м³/г.	2 506,6	2 710,0	3 040,1
4	Удельная величина потребления горячей воды в многоквартирных домах	куб. метров на 1 проживающего	25,84	26,42	26,42
5	Удельная величина потребления горячей воды муниципальными бюджетными учреждениями	куб. метров на 1 человека населения	0,62	0,44	0,44

В 2021 году объем реализации горячей воды конечным потребителям составил 35 002,2 тыс. м3.

Структурный баланс реализации горячей, питьевой, технической воды по группам абонентов городского округа город Нижний Новгород отражен в таблице 3.4.25.

Таблица 3.4.25 - Структурный баланс реализации горячей, питьевой воды по группам абонентов

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
1.	Объем реализации питьевой воды, в том числе по группам потребителей:	тыс. м^3	111 100,72	105 204,34	109 007,58
	- населению	тыс. м^3	67 141,74	69 833,19	71 346,56
	- бюджетным потребителям	тыс. м^3	39 552,59	31 223,72	33 252,30
	- прочим потребителям (в том числе для реализации на нужды ГВС)	тыс. м^3	86 333,01	82 252,46	86 859,16
2.	Объем реализации горячей воды, в том числе по группам потребителей	тыс. м^3	31 780,48	31 685,04	35 002,17
	- населению	тыс. м^3	28 485,34	28 419,05	31 410,73
	- бюджетным потребителям	тыс. м^3	788,50	556,01	551,33
	- прочим потребителям	тыс. м^3	2 506,64	2 709,98	3 040,11
3.	Объем реализации технической воды, в том числе по группам потребителей	тыс. м^3	64,51	32,57	64,64
	- населению	тыс. м^3	-	-	-
	- бюджетным потребителям;	тыс. м^3	-	-	-
	- прочим потребителям	тыс. м3	64,51	32,57	64,64
4.	Структура реализации холодной и горячей воды для населения:				
	- холодная вода	%	60,43	66,38	65,45
	- горячей вода	%	89,63	89,69	89,74
5.	Среднесуточный объем реализации				
	- холодной воды	тыс. м3/сут	304 385,54	288 231,05	298 650,90
	- горячей воды	тыс. м3/сут	87 069,81	86 808,34	95 896,34

В структуре подачи воды основной группой потребителей является население.

Проблемы и направления их решения

Основными проблемами эксплуатации существующей инженерной инфраструктуре города Нижний Новгород являются:

- Устойчивая тенденция к дальнейшему увеличению протяженности инженерных сетей, выработавших нормативный срок эксплуатации;
- Высокие эксплуатационные расходы, необходимые для поддержания в работоспособном состоянии систем инженерного обеспечения.

Проблемы холодного водоснабжения.

Непосредственно по водопроводным станциям выявлены следующие ключевые технические и технологические аспекты:

1.Водопроводная станция «Малиновая гряда»

а) Для улучшения экологической ситуации в реке Ока, ликвидации сбросов промывной воды в реку и уменьшения забираемой из реки воды, необходимо строительство объекта - «Сооружение для ликвидации сброса промывных вод, сбору и перекачке осадка в городскую канализацию на водопроводной станции «Малиновая гряда». Данное мероприятие реализуется в рамках ФП «Оздоровление Волги».

2.«Слудинская» водопроводная станция

- для улучшения экологической ситуации в реке Ока, ликвидации сбросов промывной воды в реку и уменьшения забираемой из реки воды, необходимо строительство объекта - «Сооружение для ликвидации сброса промывных вод, сбору и перекачке осадка в городскую канализацию на водопроводной станции «Слудинская». Данное мероприятие реализуется в рамках ФП «Оздоровление Волги».

3.Ново-Сормовская водопроводная станция

- в связи с физическим износом необходимо проведение капитального ремонта горизонтальных отстойников и камер реакции №21-30 (ремонт ЖБК, восстановление герметичности, замена сборных трубопроводов);

- в связи с физическим износом необходимо проведение капитального ремонтаскорых фильтров №4,11,18,5,15,16,13 (ремонт ЖБК, восстановление герметичности, замена дренажной системы);

- в связи с физическим износом необходимо проведение капитального ремонта смесителей 4,5 очереди (ремонт ЖБК, очистка от наносов усиление фундамента);

- в связи с физическим износом необходимо проведение капитального ремонта промывного водовода Ду800 на 2,3 очереди;

- в связи с физическим износом необходимо проведение капитального ремонта баков мокрого хранения коагулянта №3,5 (ремонт ЖБК, восстановление герметичности, нанесение хим.защиты);

- для укрепления эксплуатационной надежности произвести замену насосного оборудования на НС-1 с установкой ЧРП (насосы №1,2,7,10), НС-2 (насосы №6,8,4,5-промывные);

- для улучшения экологической ситуации в реке Ока, ликвидации сбросов промывной воды в реку и уменьшения забираемой из реки воды, необходимо строительство объекта - «Сооружение для ликвидации сброса промывных вод, сбору и перекачке осадка в городскую канализацию Ново-Сормовской водопроводной станции» - в реке Волга.

4.Водопроводная станция «Березовая Пойма»

Планируется строительство по проекту «Реконструкция водопроводной станции «Березовая Пойма» в Московском районе».

За период с 2014 по 2020 год было проведено 43 проверки органами Государственного контроля. Нарушений, влияющих на качество и безопасность воды не выявлено. По двум проверкам были даны предписания, устраненные до контрольного срока.

5.Новинский сельсовет.

Основные проблемы коммунальной инфраструктуры Новинского сельсовета – ветхость сетей и невозможность развития поселения (в т.ч. жилищного строительства) из-за отсутствия сетей на площадках, предназначенных для нового строительства.

До 2028 года существующие сети водопровода в п. Новинки, п. Кудьма, д. Кусаковка и д. Сартаково, ввиду полного износа, подлежат перекладке с заменой труб и колодцев. Водонапорные башни также подлежат реконструкции из-за полного износа. Кроме того, предлагается реконструкция существующей в п. Новинки насосной станции первого подъема от водозабора р. Оки.

Все существующие артезианские скважины, за исключением двух скважин в п.Новинки и п.Кудьма, подлежат тампонированию специальными тампонажными смесями, так как не соблюдается I пояс зоны санитарной охраны источников водоснабжения.

Отсутствие достаточного восполнения запасов подземных ввод месторождений привели к резкому снижению уровней воды в эксплуатационной скважине.

В соответствии с гидрогеологическим заключением, выполненным Приволжским региональным центром государственного мониторинга состояния недр ФГУГП «Волгогеология», по химическому составу воды горизонта сульфатно- гидрокарбонатные магниево-кальцевые с минерализацией 0,5-0,8 г/л, общей жесткостью 10,4-12,58 мг-экв/л, pH7,2.

По контролируемым показателям качество воды в зоне ответственности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик» не соответствует требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» по показателю Жесткость общая, что подтверждалось протоколами лабораторных исследований.

Основными проблемами систем водоснабжения Новинского сельсовета являются:

-низкая обеспеченность жилого фонда водопроводом;

-использование для питьевого водоснабжения неблагополучных по санитарно-гигиеническим показателям источников;

-водопроводные сооружения (скважины, водонапорные башни) и сети водопровода изношены и находятся в аварийном состоянии;

-недостаточная производительность существующих подземных водозаборов;

-отсутствие зон санитарной охраны, в том числе строго режима, подземных источников водоснабжения;

-отсутствие сооружений водоподготовки и обеззараживания сельских водопроводов.

Проблемы горячего водоснабжения от Сормовской ТЭЦ

Поставка горячей воды источником теплоснабжения Сормовской ТЭЦ осуществляется по открытой схеме горячего водоснабжения.

Для организации качественного горячего водоснабжения потребителей Нижнего Новгорода в зоне действия Сормовской ТЭЦ необходимо решить важную проблему, а именно перевод на закрытую схему подключения системы ГВС потребителей от Сормовской ТЭЦ.

Перевод потребителей с открытой системой ГВС в Нижнем Новгороде на закрытую планируется в рамках актуализации схемы теплоснабжения г.Нижнего Новгорода при сохранении действующих схем присоединения системы отопления абонентов с установкой в зданиях абонентов блочных тепловых пунктов с теплообменниками ГВС.

Проблемы горячего водоснабжения от Автозаводской ТЭЦ.

Большая протяженность магистральных сетей ГВС, выполненных в основном с надземной прокладкой, а также повышенные тепловые потери в квартальных сетях и во внутренних системах приводят к падению температуры горячей воды непосредственно у потребителей.

Наличие циркуляции в кварталах вызывает еще большее снижение температуры в результате подмешивания обратной воды, температура которой на 15–25 ºС ниже подаваемой.

Для компенсации тепловых потерь у потребителей и в квартальных сетях при циркуляции воды на ТНС установлены водоводяные подогреватели (ВВП) циркуляционной воды, питаемые сетевой водой из магистралей отопления с расчетными параметрами 150-70 ºС, со срезкой 110 ºС в подающей магистрали.

Изменение в 2009 году действующих санитарных норм (СанПин 2.1.4.2496- 09) в части обеспечения у потребителей температуры горячей воды в диапазоне 60 – 75 градусов потребовало реконструкции существующей системы ГВС Автозаводского района, которая должна затронуть источник тепловой энергии, подводящие сети ГВС, а также внутридомовые системы ГВС многоквартирных домов.

В ходе работ по актуализации «Схемы теплоснабжения города Нижнего Новгорода…» была инициирована разработка и включение в «Схему теплоснабжения» мероприятий по глобальной реконструкции системы ГВС Автозаводского района для обеспечения нормативных параметров горячей воды у потребителей.

В качестве технических решений предлагается:

- выделить дополнительно четыре магистральных теплотрассы отопления от Автозаводской ТЭЦ, которые будут работать 351 день в году с «нижней срезкой» по температуре 70 градусов, и обеспечивать догрев циркуляционной воды на всех ТНС до 63-65 градусов;
- в домах и социальных объектах, монтаж циркуляционных трубопроводов к которым нецелесообразен ввиду большой их удаленности от ТНС (существующих или перспективных), установить автоматические индивидуальные тепловые пункты (ИТП) с теплообменным оборудованием для приготовления ГВС из водопроводной воды;
- при однотрубной схеме ГВС в микрорайонах построить новые ТНС и смонтировать вновь циркуляционные трубопроводы до жилых домов. Для этого планируется построить в Автозаводском районе 28 новых ТНС с циркуляционными линиями к жилым домам и социальным объектам, и кроме того, реконструировать 16 существующих ТНС с прокладкой недостающих циркуляционных линий к жилым домам и социальным объектам.

В рамках мероприятий по нормализации температуры горячей воды в Автозаводском районе ООО «Теплосети» совместно с ООО «Автозаводская ТЭЦ» в 2022-2030г.г. планирует выполнить по инвестиционным программам строительство и реконструкцию ТНС действующих и проектируемых в Автозаводском и Ленинском районах с установкой теплообменного оборудования, с прокладкой подающих и циркуляционных трубопроводов ГВС.

Технические решения по реконструкции системы ГВС Автозаводского района должны быть реализованы через инвестиционную программу ООО «Теплосети».

Проблемы горячего водоснабжения от ведомственной котельной ФГУП ФНПЦ «НИИИС им. Ю.Е.Седакова».

Ведомственная котельная филиала ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «НИИИС им. Ю.Е.Седакова» по ул. Тропинина, 47 обеспечивает теплоснабжение и горячее водоснабжение собственных объектов промзоны, а также объектов жилого и социального назначения по пр. Гагарина и ул. Тропинина.

Жилые дома №№ 51,53,55,57 и 61 по ул. Тропинина, подключенные от вывода № 2 (граница раздела ТК-49) получают горячую воду по открытой схеме, в соответствии с первоначально принятой проектной схемой.

Отбор теплоносителя на нужды ГВС осуществляется в элеваторных узлах жилых домов, для поддержания температуры горячей воды в соответствии с требованиями санитарных норм и правил в элеваторных узлах проектом были предусмотрены узлы смешения с регуляторами температуры. Ответственность за поддержание узлов управления в технически исправном состоянии несут эксплуатирующие организации (домоуправляющая компания или ТСЖ).

В настоящее время данное оборудование находится в нерабочем состоянии, в связи с чем во внутридомовые системы ГВС подается вода с высокой температурой, не соответствующей требованиям СанПиН 1.2.3685-21 (не выше 75 ˚С).

На протяжении ряда лет в адрес АО «Теплоэнерго» поступали обращения из городской администрации и администрации Приокского района по вопросу качества

горячего водоснабжения и обеспечения перевода систем ГВС жилых домов от котельной филиала ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» «НИИИС им. Ю.Е.Седакова» на работу по закрытой схеме присоединения.

Проблемы автоматизации

На большинстве ВНС, в том числе с существующими локальными системами АСУТП, отсутствует передача данных на верхний уровень и контроль за работой объектов водоснабжения отсутствует.

Основные задачи развития систем диспетчеризации, телемеханизации, АСУТП до 2030 года:

- продолжение работ по созданию АСУТП ВиВ в целях включения всех объектов водоснабжения в систему централизованного мониторинга и контроля на базе StruxureWare SCADA Expert ClearSCADA (Schneider Electric);

- интеграция создаваемой SCADA ЦДС с существующей геоинформационной системой, программой гидравлического расчета для получения синергетического эффекта и реализации следующих функций АСУТПВиВ;

-информирование оператора в реальном времени о ситуации в системе водоснабжения (давление, расход, качество воды, вероятность утечек,) графически визуализируя проблемные зоны;

- поддержание оптимального гидродинамического режима системы водоснабжения в реальном времени на основе получаемых от SCADA и географической информационной систем данных;

- обзор точек смешивания и определение возраста воды;

-контроль качества воды и обнаружение вероятных зон загрязнения, отслеживание распространения загрязнений;

-предоставление оператору в режиме реального времени информации о потребителях, не получающих услугу водоснабжения вследствие аварийных ситуаций или проведения регламентных ремонтных работ.

В целях выполнения требований Федерального закона от 26 июля 2017 г. N 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» необходимо предусмотреть реализацию мероприятий по обеспечению информационной безопасности АСУТП в соответствии с федеральным законодательством, постановлениями правительства и нормативными актами федеральных структур.

В рамках мероприятий по повышению надежности водоснабжения и бесперебойности подачи воды выполнить работы по резервированию критичных узлов оборудования контроля и управления на водопроводных станциях «Малиновая гряда», «Слудинская», «Ново-Сормовская». В том числе предусмотреть установку дополнительных ПЧ на насосном оборудовании насосных станций второго подъема (подача в город) ВС «Слудинская» и ВС «Малиновая гряда». В настоящее время на этих объектах функционирует по единственному преобразователю частоты и при возникновении неисправности ПЧ существуют значительные риски финансовых потерь из-за неэффективной работы оборудования на время ремонта и возможных утечек на сетях водоснабжения.

Для сбора данных и диспетчерского управления оборудованием всех технологических комплексов водопроводных станций «Слудинская», «Ново-Сормовская» и «Малиновая гряда», повышения уровня автоматизации и управляемости необходимо модернизировать оборудование и программное обеспечение в МДП водопроводных станций, масштабировать их до уровня, достаточного для подключения вновь вводимых в эксплуатацию автоматизированных технологических комплексов (станции обеззараживания, автоматизированные хлораторные, АСУТП фильтров, станции промывных вод и т.д.).

В перспективе для решения указанных проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 8 Обосновывающих материалов.

3.4.2.4.Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности в системе водоснабжения и ожидаемых резервов и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем питьевого водоснабжения в зонах действия источников централизованного водоснабжения питьевой воды на территории городского округа город Нижний Новгород отражен в таблице 3.4.26.

Таблица 3.4.26 - Резерв (дефицит) мощности централизованной системы водоснабжения

№ п.п.	Наименование ТЗ ВС/ Наименование показателя	Ед.изм.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	АО «Нижегородский водоканал»				
1	Годовое потребление воды	тыс.м³/год	131 157,43	126 595,24	128 364,30
2	Среднесуточное потребление воды	тыс. м³/сут	359,3	346,8	351,7
3	Максимальное суточное потребление воды	тыс. м³/сут	395,40	374,16	401,93
4	Установленная производительность (мощность) водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	755,45	755,45	755,45
5	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	396,11	408,61	403,77
		%	52,4%	54,2%	53,4%
6	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП при максимальном суточном потребелении воды	тыс. м³/сут	360,05	381,30	353,52
		%	47,7%	50,5%	46,8%

Производительности водозаборных сооружений АО «Нижегородский водоканал» достаточно для обеспечения питьевой водой потребителей городского округа город Нижний Новгород.

Показатели резерва и дефицитов производственных мощностей системы водоснабжения определены на основании сопоставления установленной мощности головных сооружений водоснабжения и объемов подачи воды в сутки максимального водопотребления.

По состоянию на 01.01.2022 резерв производственных мощностей водозаборных узлов городского округа город Нижний Новгород составляет 403,77 тыс.м^3 в сутки или 53,4 % общей мощности водозаборных сооружений..

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем горячего водоснабжения приведен в таблице 3.4.27.

Таблица 3.4.27– Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	6614,054	6618,53	6577,6
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6173,23	6180,59	6142,11
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	181,15	171,55	172,88
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5453,14	5470,09	5430,29

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
5	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1819,41	1708,58	1665,55
		%	29,5	27,6	27,1

Анализ резервов и дефицитов обеспечения питьевой водой потребителей в зонах действия ИЦВ питьевой воды на перспективный период до 2030 года приведен в таблице 3.4.28.

Анализ резервов и дефицитов обеспечения горячей водой потребителей в зонах действия ИЦВ горячей воды на перспективный период до 2030 года приведен в таблице 3.4.29.

Сведения о фактическом и ожидаемом потреблении питьевой, горячей, технической воды (годовое, среднесуточное, максимальное суточное) городского округа город Нижний Новгород приведены в таблице 3.4.30.

Таблица 3.4.28–Анализ резервов и дефицитов обеспечения питьевой водой потребителей в зонах действия ИЦВ питьевой воды на период до 2030 года

№ п.п.	Наименование ТЗ ВС/ Наименование показателя	Ед.изм.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027-2030
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
	АО «Нижегородский водоканал»								
1	Годовое потребление воды	тыс.м³/год	128 364,30	129 617,14	129 037,82	128 690,32	128 288,32	127 897,50	126 870,17
2	Среднесуточное потребление воды	тыс. м³/сут	351,7	355,1	353,5	352,6	351,5	350,4	347,59
3	Максимальное суточное потребление воды	тыс. м³/сут	401,93	426,14	424,23	423,09	421,77	420,48	417,11
4	Установленная производительность (мощность) водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	755,45	755,45	755,45	755,45	755,45	755,45	755,45
5	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП	тыс. м³/сут	403,77	400,33	401,92	402,87	403,98	405,05	407,86
		%	53,4%	53,0%	53,2%	53,3%	53,5%	53,6%	54,0%
6	Резерв (дефицит) производительности водозаборных сооружений и СВП при максимальном суточном потребелении воды	тыс. м³/сут	353,52	329,31	331,22	332,36	333,68	334,97	338,34
		%	46,8%	43,6%	43,8%	44,0%	44,2%	44,3%	44,8%

Таблица 3.4.29– Анализ резервов и дефицитов обеспечения горячей водой потребителей в зонах действия ИЦВ горячей воды на перспективный период д 2030 года

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2030
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12
1	Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	6577,6	6626,2	6872,49	6746,88	6972,34	6978,86	7139,93
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6142,11	6211,62	6576,6	6510,48	6746,6	6773,01	6951,95
3	Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	172,88	176,72	181,18	196,89	199,74	200,86	203,8
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5430,29	5495,96	5856,48	5774,9	6008,16	6033,45	6209,46
5	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1665,55	1578,85	1803,27	1596,78	1724,74	1656,91	1631,22
		%	27,1	25,4	27,4	24,5	25,6	24,5	23,8

Таблица 3.4.30 – Сведения о фактическом и ожидаемом потреблении питьевой и технической воды городского округа город Нижний Новгород

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027-2030г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Основная городская технологическая зона холодного водоснабжения АО «Нижегородский водоканал»								
	Холодное водоснабжение								
1	Объем поднятой питьевой воды - всего,в том числе	тыс. м³/г.	128 428,942	129 681,923	129 102,737	128 755,368	128 353,507	127 962,813	126 936,034
	питьевая вода	тыс. м³/г.	128 364,298	129 617,145	129 037,824	128 690,320	128 288,324	127 897,495	126 870,172
	техническая вода	тыс. м³/г.	64,644	64,778	64,913	65,048	65,183	65,318	65,863
2.	Объем воды, пропущенной через очистные сооружения	тыс. м³/г.	128 364,298	129 617,145	129 037,824	128 690,320	128 288,324	127 897,495	126 870,172
3.	Расход воды на собственные нужды - всего, в т.ч.	тыс. м³/г.	23 770,893	23 623,339	23 524,919	23 465,882	23 397,587	23 331,190	23 156,659
	технолог.нужды по станциям	тыс. м³/г.	12 214,896	14 188,723	14 090,303	14 031,266	13 962,971	13 896,574	13 722,043
	противопожарные	тыс. м³/г.	5 508,799	6 136,972	6 136,972	6 136,972	6 136,972	6 136,972	6 136,972
	по подразд.предпр.	тыс. м³/г.	6 047,198	3 297,644	3 297,644	3 297,644	3 297,644	3 297,644	3 297,644
	Уровень расходов на собственные нужды	%	18,5	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
4	Подача воды в водопроводные сети - всего, в т.ч.	тыс. м³/г.	137 428,920	136 575,852	136 006,846	135 665,531	135 270,692	134 886,822	133 877,791
	своими насосами	тыс. м³/г.	116 149,402	115 428,422	114 947,521	114 659,055	114 325,353	114 000,921	113 148,129
	Объем покупной воды	тыс. м³/г.	21 279,520	21 147,430	21 059,326	21 006,476	20 945,339	20 885,901	20 729,662
5	Потери воды при транспортировке по водопроводным сетям	тыс. м³/г.	16 929,990	19 688,951	19 563,544	19 438,137	19 312,729	19 187,322	18 184,063
		%	13,5	15,7	15,6	15,5	15,4	15,3	14,5
6	Реализация питьевой воды, в т.ч. по категориям абонентов:	тыс. м³/г.	109 007,578	103 682,645	103 668,027	103 763,397	103 832,948	103 907,880	104 466,158
	население	тыс. м³/г.	71 346,557	65 886,283	65 735,793	65 694,755	65 627,360	65 564,807	65 567,703
	юридические лица (бюджетнофинансируемые)	тыс. м³/г.	4 408,720	4 411,050	4 413,382	4 415,714	4 418,048	4 420,383	4 429,736
	юридические лица (прочие)	тыс. м³/г.	33 252,302	33 385,311	33 518,852	33 652,928	33 787,540	33 922,690	34 468,718
7	Объем отпущенной потребителям воды, определенный по приборам учета	тыс. м³/г.	86 859,164	85 290,717	87 952,870	90 710,420	93 449,653	95 179,618	102 376,834
		%	79,7	82,3	84,8	87,4	90,0	91,6	98,0
8	Объем отпущенной потребителям воды, определенный расчетным путем (по нормативам потребления)	тыс. м³/г.	22 083,771	18 391,928	15 715,157	13 052,977	10 383,295	8 728,262	2 089,323
		%	20,3	17,7	15,2	12,6	10,0	8,4	2,0
	Техническая вода								
9	Поднято воды всего	тыс. м³/г.	64,644	64,778	64,913	65,048	65,183	65,318	65,863
10	Отпуск воды в сеть	тыс. м³/г.	64,644	64,778	64,913	65,048	65,183	65,318	65,863

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027-2030г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Объем услуг (полезный отпуск), в том числе:	тыс. м³/г.	64,644	64,778	64,913	65,048	65,183	65,318	65,863
	население	тыс. м³/г.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	юридические лица (бюджетнофинансируемые)	тыс. м³/г.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	юридические лица (прочие)	тыс. м³/г.	64,644	64,778	64,913	65,048	65,183	65,318	65,863

.

3.4.2.5.Анализ показателей готовности системы водоснабжения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Городской округ город Нижний Новгород относится к I категории надежности централизованной системы водоснабжения.

К 1 категории относятся насосные станции, обслуживающие технический водопровод и системы водоотведения специальных производств; системы водоснабжения и водоотведения населенных пунктов с числом жителей свыше 50 000 чел. (ориентировочно, максимальное суточное водопотребление свыше 40 000 м3); подающие воду непосредственно в сеть противопожарного и объединенного хозяйственно-противопожарного водопроводов.

Ко 2 категории относятся насосные станции, обслуживающие водопровод населенных пунктов с числом жителей от 5000 до 50 000 чел., если подача воды на пожаротушение возможна и при временной остановке этих станций;

насосные станции систем водоотведения населенных пунктов с тем же числом жителей, если аккумулирующая вместимость подводящих сетей обеспечивает прием стоков на время отключения станции при ремонте; насосные станции водопроводов населенных пунктов с числом жителей до 600 чел. (ориентировочно, максимальное суточное водопотребление не более 3000 м3) и других объектов, указанных в нормах.

К 3 категории относятся насосные станции систем водоотведения, обслуживающие населенные пункты с числом жителей до 500 чел., и насосные станции поливочных водопроводов.

К насосным станциям различных категорий предъявляются соответствующие требования по надежности энергообеспечения (для насосных станций I и II категории подключение не менее, чем к двум независимым ЛЭП), по капитальности сооружений, по резерву технологического оборудования.

От категории насосной станции зависит число резервных агрегатов, число всасывающих и напорных линий и расчетные расходы для них, количество и размещение запорной арматуры на внутристанционных коммуникациях

Для гарантированной надежной работы насосной станции необходимо обеспечить ее бесперебойное электроснабжение. Это достигается подключением силовой установки станции двумя фидерами от двух независимых источников питания.

В некоторых особо ответственных случаях предусматривают так называемый тепловой резерв, т. е. привод резервных насосов от двигателей внутреннего сгорания. Тепловой резерв вступает в действие автоматически при прекращении подачи электроэнергии.

В тех случаях, когда допускается снижение или некоторый перерыв подачи, можно устанавливать лишь один резервный агрегат, а второй хранить в полностью укомплектованном виде на складе при насосной станции. Непродолжительные перерывы в подаче воды допускаются в системах с водонапорными башнями и напорными резервуарами. Чем больше вместимость бака (резервуара), тем больше может быть перерыв в подаче воды. В таких случаях, например, при трех рабочих насосах, допускается установка одного резервного агрегата. Пожарные насосные агрегаты также должны иметь один резервный агрегат. (взято с сайта: https://studopedia.ru/5_94475_nasosniestantsii-v-sistemah-vodosnabzheniya-kakuyu-funktsiyu-oni-vipolnyayut-vzavisimosti-ot-ih-naznacheniya-dat-konkretnie-primeri.html)

В соответствии с п. 4.4. СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» централизованные системы водоснабжения по степени обеспеченности подачи воды подразделяются на три категории:

I — допускается снижение подачи воды на хозяйственно-питьевые нужды не более 30 % расчетного расхода и на производственные нужды до предела, устанавливаемого аварийным графиком работы предприятий; длительность снижения подачи не должна превышать 3 сут. Перерыв в подаче воды или снижение подачи ниже указанного предела допускаются на время выключения поврежденных и включения резервных элементов системы (оборудования, арматуры, сооружений, трубопроводов и др.), но не более чем на 10 мин;

II — величина допускаемого снижения подачи воды та же, что при I категории; длительность снижения подачи не должна превышать 10 сут. Перерыв в подаче воды или снижение подачи ниже указанного предела допускаются на время выключения поврежденных и включения резервных элементов или проведения ремонта, но не более чем на 6 ч;

III — величина допускаемого снижения подачи воды та же, что при I категории; длительность снижения подачи не должна превышать 15 сут. Перерыв в подаче воды или снижение подачи ниже указанного предела допускается на время проведения ремонта, но не более чем на 24 ч.

Объединенные хозяйственно-питьевые и производственные водопроводы населенных пунктов при числе жителей в них более 50 тыс. чел. следует относить к I категории; от 5 до 50 тыс. чел. — ко II категории; менее 5 тыс. чел. — к III категории.

Согласно п. 7.4 СП 31.13330, система водоснабжения в городском округе город Нижний Новгород по степени обеспеченности подачи воды принадлежит к I категории. Для данной категории допускается снижение подачи воды на хозяйственно-питьевые нужды не более 30 % расчетного расхода и на производственные нужды до предела, устанавливаемого аварийным графиком работы предприятий; длительность снижения подачи не должна превышать 3 суток. Перерыв в подаче воды при снижении подачи ниже указанного предела допускается на время выключения поврежденных и включения резервных элементов системы (оборудования, арматуры, сооружений, трубопроводов и др.), но не более чем на 10 мин.

По данным Стандартов раскрытия информации АО «Нижегородский водоканал» за 21018 -2021 годы на территории городского округа город Нижний Новгород ограничений подачи холодной воды по графику для ограничений не зафиксировано.

Износ сети ХВС городского округа город Нижний Новгород по состоянию на 01.01.2022 составил 78,49%.

Для профилактики возникновения аварий и утечек на сетях водопровода и для уменьшения объемов потерь необходимо проводить своевременную замену запорно-регулирующей арматуры и водопроводных сетей с истекшим эксплуатационным ресурсом. Запорно-регулирующая арматура необходима для локализации аварийных участков водопровода и отключения наименьшего числа жителей и промышленных предприятий при производстве аварийно-восстановительных работ.

Необходимо проводить замены стальных трубопроводов на полиэтиленовые. Современные материалы трубопроводов имеют значительно больший срок службы и более качественные технические и эксплуатационные характеристики. Полимерные материалы не подвержены коррозии, поэтому им не присущи недостатки и проблемы при эксплуатации металлических труб. На них не образуются различного рода отложения (химические и биологические), поэтому гидравлические характеристики труб из полимерных материалов практически остаются постоянными в течение всего срока службы. Трубы из полимерных материалов почти на порядок легче металлических, поэтому операции погрузки-выгрузки и перевозки обходятся дешевле и не требуют применения тяжелой техники, они удобны в монтаже. Благодаря их относительно малой массе и достаточной гибкости можно проводить замены старых трубопроводов полиэтиленовыми трубами бестраншейными способами.

Функционирование и эксплуатация водопроводных сетей систем централизованного водоснабжения осуществляется на основании «Правил технической эксплуатации систем и сооружений коммунального водоснабжения и канализации», утвержденных приказом Госстроя РФ №168 от 30.12.1999 г. Для обеспечения качества воды в процессе ее транспортировки производится постоянный мониторинг на соответствие требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» путем осуществления лабораторно-производственного контроля со стороны ресурсоснабжающих организаций и государственного контроля со стороны Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Управление Роспотребнадзора по Нижегородской области и Республики Мордовия).

В соответствии с критериями качества питьевой воды, разработанными Федеральной службой Роспотребнадзора, питьевая вода города Нижнего Новгорода отнесена к высшей категории качества – доброкачественной, начиная с 2008 года – с момента разработки критериев качества питьевой воды. В соответствии с новыми критериями качества питьевой воды от 2018 года, питьевая вода Нижнего Новгорода признана качественной.

3.4.2.6.Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Анализ выбросов, сбросов, шумовых воздействий.

Сбрасываемые без обработки воды, образующиеся в результате промывки фильтровальных сооружений станций водоочистки, являются одним из источников загрязнения поверхностных водных объектов.

Находящиеся в их составе взвешенные вещества и компоненты технологических материалов, а также бактериальные загрязнения, попадая в водный объект, увеличивают мутность воды, сокращают доступ света в глубину, и, как следствие, снижают интенсивность фотосинтеза, что в свою очередь приводит к уменьшению сообщества гидробионтов, способствующего процессам самоочищения.

До недавнего времени хлор являлся основным обеззараживающим агентом, применяемым для водоподготовки.

Серьезным недостатком метода обеззараживания воды хлорсодержащими агентами является образование в процессе водоподготовки высокотоксичных хлорорганических соединений. Галогенсодержащие соединения отличаются не только токсичными свойствами, но и способностью накапливаться в тканях организма. Поэтому даже малые концентрации хлорсодержащих веществ будут оказывать негативное воздействие на организм человека за счет концентрирования в различных тканях.

Кроме того, особую опасность вызывает транспортировка и хранение больших объемов хлора в населенной местности, в т.ч. в связи с возросшей угрозой террористических актов. Серьезность ущерба, наносимого хлором в случае чрезвычайной ситуации, не сравнимо с затратами, связанными с переходом на обеззараживание воды гипохлоритом натрия.

Водные растворы гипохлорита натрия стали использоваться с зарождения хлорной промышленности. Благодаря высокой антибактериальной активности и широкому спектру действия на различные микроорганизмы, это средство продолжает удерживаться на рынке дезинфицирующих препаратов и является вторым по объему применения после использования хлора.

С целью исключения риска утечки жидкого хлора и возникновения техногенной катастрофы предусмотрены мероприятия по внедрению технологии обеззараживания воды на основе гипохлорита натрия (либо похожей технологии без жидкого хлора).

С конца 70-х годов в ряде развитых стран Европы и в США в результате поисков альтернативы хлорированию было достигнуто значительное улучшение качества источников излучения и конструкций реакторов, а также их удешевление. УФ-технология достигла стадии, когда стало возможным создание экономичных и эффективных установок УФ-обеззараживания, в т.ч. для крупных станций очистки питьевой воды. Одним из существенных преимуществ УФ обеззараживания в отличие от химических реагентов является то, что процесс облучения абсолютно не изменяет вкусовых качеств воды.

Применение технологий УФ – обеззараживания позволяет значительно снизить негативное влияние на окружающую среду.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» количество и периодичность проб воды в местах водозабора, отбираемых для лабораторных исследований, устанавливаются с учетом требований, указанных в таблице 3.4.31.

Таблица 3.4.31– Требования СанПиН о кратности отбора проб воды

№ п/п	Виды показателей	Количество проб в течение одного года, не менее	
		Для подземных источников	Для поверхностных источников
1	Микробиологические	4 (по сезонам года)	12 (ежемесячно)
2	Паразитологические	не проводятся	-
3	Органолептические	4 (по сезонам года)	12 (ежемесячно)
4	Обобщенные показатели	-	-
5	Неорганические и органические вещества	1	4 (по сезонам года)
6	Радиологические	1	1

Функции по контролю качества питьевой воды в контрольных точках системы водоснабжения осуществляет Управление Роспотребнадзора по Нижегородской области и Республике Мордовия.

Согласно рабочей программе производственного контроля объектов холодного и горячего водоснабжения в городском округе город Нижний Новгород в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», установлены количество и периодичность проб воды в местах водозабора, отбираемых для лабораторных исследований.

Сводные количественные результаты проведения проб качества воды АО «Нижегородский водоканал» отражены в таблице 3.4.32.

Таблица 3.4.32 - Сводные количественные результаты проведения проб качества воды за 2019 – 2021 годы

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1	Общее количество проведенных проб качества воды, в том числе по следующим показателям:	ед.	28 226	25 582	25 381
1.1	мутность	ед.	11 234	10 142	9 896
1.2	цветность	ед.	11 234	10 142	9 896
1.3	хлор остаточный общий, в том числе:	ед.	11 322	10 176	9 948
1.4	хлор остаточный связанный	ед.	1 605	1 533	1 663
1.5	хлор остаточный свободный	ед.	1 605	1 533	1 663
1.6	общие колиформные бактерии	ед.	16 908	15 406	15 433
1.7	термотолерантные колиформные бактерии	ед.	10 225	9 304	9 465

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
2.	Общее количество проведенных проб, выявивших несоответствие холодной воды санитарным нормам (предельно допустимой концентрации), в том числе по следующим показателям:	ед.	468	350	500
2.1	мутность	ед.	94	119	128
2.2	цветность	ед.	0	0	0
2.3	хлор остаточный общий, в том числе:	ед.	0	0	0
2.4	хлор остаточный связанный	ед.	0	0	0
2.5	хлор остаточный свободный	ед.	0	0	0
2.6	общие колиформные бактерии	ед.	374	231	372
2.7	термотолерантные колиформные бактерии	ед.	222	180	293

Доля проб, выявивших несоответствие холодной воды санитарным нормам, от общего числа проб в 2021 году составила 2%, по показателям мутности и колиформных бактерий.

Несмотря на высокий уровень износа, АО «Нижегородский водоканал» обеспечивает высокое качество водоподготовки. Процент нестандартных проб питьевой воды в Нижнем Новгороде находится существенно ниже нормативно допустимого уровня 5%. Процент нестандартных проб по микробиологическим показателям по разводящей сети города характеризует санитарно-гигиеническую стабильность питьевой воды и лежит в основе определения категории качества питьевой воды в соответствии с критериями, разработанными Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека.

Сводные результаты анализов питьевой воды, получаемой потребителями, за 2019-2021 годы приведены в разделе 3.4.2.1.

В соответствии с критериями качества питьевой воды, разработанными Федеральной службой Роспотребнадзора, питьевая вода города Нижнего Новгорода отнесена к высшей категории качества – доброкачественной, начиная с 2008 года – с момента разработки критериев качества питьевой воды. В соответствии с новыми критериями качества питьевой воды от 2018 года, питьевая вода Нижнего Новгорода признана качественной.

3.4.3.Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы водоснабжения городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах) установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2020 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

1.Финансовые результаты деятельности АО «Нижегородский водоканал» за 2019 – 2021 гг. представлены в таблице 3.4.33.

Таблица 3.4.33- Финансовые результаты деятельности АО «Нижегородский водоканал» за 2019 – 2020 гг.

№ п/п	Показатели	АО «Нижегородский водоканал»		
		2021	2020	2019
1.	Выручка	5 261 688	4 803 227	4 755 502
2.	Себестоимость продаж	5 033 505	4 664 074	4 604 533
3.	Валовая прибыль (убыток)	228 183	139 153	150 969
4.	Коммерческие и управленческие расходы	0	0	0
5.	Прибыль (убыток) от продаж	228 183	139 153	150 969
6.	Прочие внереализационные доходы	636 318	599 673	1 526 078
7.	Прочие внереализационные расходы	770 584	647 503	1 627 891
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	93 917	91 323	49 156
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	57 778	49 710	28 626
10.	Чистая прибыль (убыток)	36 146	41 620	20 534
11.	Дебиторская задолженность, всего	1 251 722	2 021 296	2 286 452

По данным бухгалтерской отчетности АО «Нижегородский водоканал» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 36 146 тыс. руб. (за 2020 г. – прибыль 41 620 тыс. руб., за 2019 год – прибыль 20 534 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере газоснабжения, по состоянию на 31.12.2021 составила 1 251 722 тыс. руб., на 31.12.2020 - 2 021 296 тыс. руб., на 31.12.2019 – 2 286 452 тыс. руб.

Решением региональной службы по тарифам Нижегородской области от 14.12.2017 № 65/23 «Об установлении АО «Нижегородский водоканал», г. Нижний Новгород, тарифов в сфере холодного водоснабжения и водоотведения для потребителей Нижегородской области» (с изм. от 02.12.2021) утверждена Производственная программа по оказанию услуг холодного водоснабжения и водоотведения, в соответствии с которой в тарифную составляющую заложены расходы на ремонты и развитие систем.

Величина действующих тарифов.

Холодное водоснабжение

Региональной службой по тарифам Нижегородской области устанавливаются тарифы на питьевую, техническую и горячую воду для потребителей городского округа город Нижний Новгород.

В городе Нижнем Новгороде водозабор из рек Ока и Волга осуществляют 6 организаций: АО «Нижегородский водоканал»; ООО «Заводские сети»; ООО «Автозаводская ТЭЦ»; филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» (Сормовская ТЭЦ); ПАО «Нижегородский машиностроительный завод»; ПАО «Завод «Красное Сормово».

Только два предприятия производят подачу холодной воды потребителям города Нижнего Новгорода - это АО «Нижегородский водоканал» и ООО «Заводские сети».

Величина тарифов на питьевую воду для потребителей городского округа город Нижний Новгород на 2020 – 2022 гг. представлена в табл. 3.4.34.

Таблица 3.4.34 - Тарифы на питьевую воду для потребителей городского округа город Нижний Новгород на 2020 – 2022 гг.

№	Наименование организации водопроводно-канализационного хозяйства	Вид товара (услуги)/вид деятельности	Тип тарифа (наименование тарифа)	Ед.изм.	Порядок учёта НДС в тарифе	2020		2021		2022	
						с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020	с 01.01.2021 по 30.06.2021	с 01.07.2021 по 31.12.2021	с 01.01.2022 по 30.06.2022	с 01.07.2022 по 31.12.2022
1	АО «Нижегородский водоканал»	Питьевое водоснабжение	***Тариф на питьевую воду для прочих потребителей***								
			Ставка платы за потребление холодной воды	руб./м^3	Без НДС	25,49	26,37	26,37	27,42	27,42	27,42
			Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения	тыс.руб. мес./м^3 в час	Без НДС	7,07620	7,07620	6,20761	6,20761	6,20761	2,02858
			Тариф на питьевую воду для населения								
			Ставка платы за потребление холодной воды	руб./м^3	с НДС	19,04	20,95	20,95	24,10	24,10	27,72
			Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения	тыс.руб. мес./м^3 в час	с НДС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Источник: Региональная служба по тарифам Нижегородской области					Решение от 16.12.2021 № 56/91					

Величина тарифов в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/17 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Заводские сети» представлена в табл. 3.4.35.

Таблица 3.4.35 – Тарифы в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ООО «Заводские сети»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Питьевая вода, руб./м^3	8,69	9,04	9,04	9,44	9,44	9,62	9,62	9,96	9,96	10,12
2.	Питьевая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	10,43	10,85	10,85	11,33	11,33	11,54	11,54	11,95	11,95	12,14
3.	Техническая вода, руб./м3	9,01	12,80	12,80	13,34	13,34	13,34	11,14	11,58	11,58	11,69
4.	Техническая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов на техническую воду, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/91 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский водоканал» представлена в табл. 3.4.36.

Таблица 3.4.36 – Тарифы техническую воду, установленные для АО «Нижегородский водоканал

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения	Периоды регулирования					
		2020 год		2021 год		2022 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Техническая вода						
1.1.	Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	9,05	9,35	9,35	9,71	9,71	10,13
1.2.	Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-
1.3.	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	2,56529	-	-	-	-	-
1.4.	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 25.11.2021 № 48/60 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Нижегородский завод 70-летия Победы» представлена в табл. 3.4.37.

Таблица 3.4.37 – Тарифы в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ООО «Нижегородский завод 70-летия Победы»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования		
		2021 год	2022 год	
		С 1 декабря по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Питьевая вода, руб./м^3	17,17	17,17	17,81
2.	Питьевая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-
3.	Техническая вода, руб./м^3	4,78	4,78	4,95
4.	Техническая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-

Величина тарифов в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 02.11.2021 № 40/30 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ПАО «Завод Красное Сормово» представлена в табл. 3.4.38.

Таблица 3.4.38 – Тарифы в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ПАО «Завод Красное Сормово»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Питьевая вода, руб./м^3	62,15	63,37	63,37	64,81	64,81	67,02	67,02	69,67	69,67	69,71
2.	Питьевая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Техническая вода, руб./м^3	19,06	19,44	19,44	20,16	20,16	20,82	20,82	21,71	21,71	22,56
4.	Техническая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 18.12.2020 № 54/89 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Автозаводская ТЭЦ» представлена в табл. 3.4.39.

Таблица 3.4.39 – Тарифы в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ООО «Автозаводская ТЭЦ»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения			Периоды регулирования			
		2021 год		2022 год		2023 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Техническая вода, руб./м^3	2,69	3,80	3,80	3,95	3,95	4,11
2.	Техническая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 29.10.2020 № 40/39 Региональной службы по

тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский машиностроительный завод» представлена в табл. 3.4.40.

Таблица 3.4.40 – Тарифы в сфере холодного водоснабжения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для АО «Нижегородский машиностроительный завод»«

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Питьевая вода, руб./м^3	15,45	15,82	15,82	16,27	16,27	16,82	16,82	17,21	17,21	17,43
2.	Питьевая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Техническая вода, руб./м^3	4,33	4,43	4,43	4,59	4,59	4,75	4,75	4,94	4,94	5,10
4.	Техническая вода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Горячее водоснабжение

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород с использованием открытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/122 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Теплоэнерго» представлена в табл. 3.4.41.

Таблица 3.4.41 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород с использованием открытой системы горячего водоснабжения, установленная для АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на теплоноситель, руб./м^3	Компонент на тепловую энергию (двухставочный)	
			Ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	Ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.
5.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	48,47	893,58	285,94
6.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	48,47	920,38	266,27
7.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	48,47	920,38	266,27
8.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	49,44	947,99	267,13
9.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	49,44	947,99	267,13
10.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	49,92	989,70	271,35
	Население (с учетом НДС)			
15.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	58,16	1072,30	343,13
16.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	58,16	1104,46	319,52
17.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	58,16	1104,46	319,52
18.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	59,33	1137,59	320,56
19.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	59,33	1137,59	320,56
20.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	59,90	1187,64	325,62

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/123 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Теплоэнерго» представлена в табл. 3.4.42.

Таблица 3.4.42 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду		Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (двухставочный)	
		Ставка платы за потребление горячей воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы горячего водоснабжения, тыс. руб. мес./Гкал/ч	Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	Ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	Ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.
1	С 1 января по 30 июня 2020 г.	-	-	25,49	7,07620	893,58	285,94
2	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	-	-	26,37	7,07620	920,38	266,27
3	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	-	26,37	6,20761	920,38	266,27
4	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	-	27,42	6,20761	947,99	267,13
5	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	-	27,42	6,20761	947,99	267,13
6	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	-	27,42	2,02858	989,70	271,35
	Население (с учетом НДС)						
7	С 1 января по 30 июня 2020 г.	88,84	544,43				
	в том числе:			30,59	8,49144	1072,30	343,13
8	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	103,56	430,63				
	в том числе:			31,64	8,49144	1104,46	319,52
9	С 1 января по 30 июня 2021 г.	103,56	419,02				
	в том числе:			31,64	7,44913	1104,46	319,52
10	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	106,97	419,02				
	в том числе:			32,90	7,44913	1137,59	320,56
11	С 1 января по 30 июня 2022 г.	106,97	419,02				
	в том числе:			32,90	7,44913	1137,59	320,56
12	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	110,23	356,45				
	в том числе:			32,90	2,43430	1187,64	325,62

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород (от котельной наб. Гребного канала, д. 1Ц, г. Нижний Новгород) с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/124 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Теплоэнерго» представлена в табл. 3.4.43.

Таблица 3.4.43 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям городского округа город Нижний Новгород (от котельной наб. Гребного канала, д. 1Ц, г. Нижний Новгород) с использованием закрытой системы горячего водоснабжения установленная для АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (двухставочный)	
		Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	Ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	Ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес
1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	27,42	6,20761	953,51	231,13
2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	27,42	2,02858	994,51	241,06
	Население (с учетом НДС)				
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	-	-	-

4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.				

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/22 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Автозаводская ТЭЦ» представлена в табл. 3.4.44.

Таблица 3.4.44 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Автозаводская ТЭЦ»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (одноставочный), руб./м^3	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
1.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	10,86	1851,32
2.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	11,28	1873,54
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	11,28	1873,54
4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	11,78	1916,63
5.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	11,78	1916,63
6.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	12,25	1993,30
	Население (с учетом НДС)			
7.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	131,92		
	в том числе:		13,03	2221,58
8.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	135,22		
	в том числе:		13,54	2248,25
9.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	135,22		
	в том числе:		13,54	2248,25
10.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	141,17		
	в том числе:		14,14	2299,96
11.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	141,17		
	в том числе:		14,14	2299,96
12.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	146,82		
	в том числе:		14,70	2391,96

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 18.12.2020 № 54/115 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Генерация тепла» представлена в табл. 3.4.45.

Таблица 3.4.45 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Генерация тепла»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
		Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	26,37	6,20761	2334,68
2.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	27,42	6,20761	2381,37
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	27,42	4,87916	2381,37
4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	28,52	4,87916	2405,18
5.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	28,52	4,87916	2405,18
6.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	28,52	4,87916	2429,23
7.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	28,52	4,87916	2429,23
8.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	28,52	4,87916	2453,52
9.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	28,52	4,87916	2453,52
10.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	28,52	4,87916	2483,67
	Население (с учетом НДС)			
11.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	-	-

12.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	-	-
13.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	-	-
14.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	-	-
15.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	-	-
16.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	-	-
17.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	-	-	-
18.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	-	-	-
19.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	-	-	-
20.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	-	-	-

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/113 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО Фирма «Нижегородстрой» представлена в табл. 3.4.46.

Таблица 3.4.46 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО Фирма «Нижегородстрой»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./ $м^3$	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./$м^3$	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./$м^3$ в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	26,37	6,20761	1703,63
2.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	27,42	6,20761	1703,63
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	27,42	6,20761	1703,63
4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	27,42	2,02858	1735,91
5.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	27,42	2,02858	1735,91
6.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	27,42	2,02858	1788,83
	Население (с учетом НДС)				
7.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	159,42			
	в том числе:		31,64	7,44913	2044,36
8.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	160,68			
	в том числе:		32,90	7,44913	2044,36
9.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	160,68			
	в том числе:		32,90	7,44913	2044,36
10.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	163,10			
	в том числе:		32,90	2,43430	2083,09
11.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	163,10			
	в том числе:		32,90	2,43430	2083,09
12.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	167,07			
	в том числе:		32,90	2,43430	2146,60

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/119 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Нижновтеплоэнерго» представлена в табл. 3.4.47.

Таблица 3.4.47 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Нижновтеплоэнерго»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./$м^3$	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./$м^3$	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./$м^3$ в час	
1	С 1 января по 30 июня 2020 г.	-	25,49	7,07620	1985,35
2	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	-	26,37	7,07620	2044,91
3	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	26,37	6,20761	2044,91

4	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	27,42	6,20761	2085,40
5	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	27,42	6,20761	2085,40
6	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	27,42	2,02858	2114,51
7	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	27,42	2,02858	2114,51
8	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	27,42	2,02858	2195,57
	Население (с учетом НДС)				
9	С 1 января по 30 июня 2020 г.	147,93			
	в том числе:		30,59	8,49144	2382,42
10	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	150,16			
	в том числе:		31,64	8,49144	2453,89
11	С 1 января по 30 июня 2021 г.	150,16			
	в том числе:		31,64	7,44913	2453,89
12	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	153,16			
	в том числе:		32,90	7,44913	2502,48
13	С 1 января по 30 июня 2022 г.	153,16			
	в том числе:		32,90	7,44913	2502,48
14	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	159,90			
	в том числе:		32,90	2,43430	2537,41
15	С 1 января по 30 июня 2023 г.	159,90			
	в том числе:		32,90	2,43430	2537,41
16	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	164,66			
	в том числе:		32,90	2,43430	2634,68

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/117 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Профит» представлена в табл. 3.4.48.

Таблица 3.4.48 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Профит»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	
1	С 1 января по 30 июня 2020 г.	-	25,49	7,07620	1869,84
2	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	-	26,37	7,07620	1917,98
3	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	26,37	6,20761	1917,98
4	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	27,42	6,20761	1964,01
5	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	27,42	6,20761	1964,01
6	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	27,42	2,02858	2041,55
7	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	27,42	2,02858	2041,55
8	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	27,42	2,02858	2082,93
	Население (с учетом НДС)				
9	С 1 января по 30 июня 2020 г.	127,17			
	в том числе:		30,59	8,49144	2243,81
10	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	129,59			
	в том числе:		31,64	8,49144	2301,58
11	С 1 января по 30 июня 2021 г.	129,59			
	в том числе:		31,64	7,44913	2301,58
12	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	132,70			
	в том числе:		32,90	7,44913	2356,81
13	С 1 января по 30 июня 2022 г.	132,70			
	в том числе:		32,90	7,44913	2356,81
14	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	138,00			
	в том числе:		32,90	2,43430	2449,86
15	С 1 января по 30 июня 2023 г.	138,00			
	в том числе:		32,90	2,43430	2449,86
16	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	143,52			
	в том числе:		32,90	2,43430	2499,52

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода (от котельной по ул. Грузинская, д. 37 «Б») с использованием закрытой системы

горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/111 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «РУАН» представлена в табл. 3.4.49.

Таблица 3.4.49 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода (от котельной по ул. Грузинская, д. 37 «Б») с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «РУАН»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный), руб./м^3		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./куб. м	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./куб. м/ час	
1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	27,42	6,20761	1884,86
2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	27,42	2,02858	1940,27
	Население (с учетом НДС)				
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	194,86			
	в том числе:		32,90	7,44913	2261,83
4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	194,86			
	в том числе:		32,90	2,43430	2328,32

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/114 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Нижегородский завод «Старт» представлена в табл. 3.4.50.

Таблица 3.4.50 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Нижегородский завод «Старт»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
		Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	26,37	6,20761	1841,27
2.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	27,42	6,20761	1887,30
3.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	27,42	6,20761	1887,30
4.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	27,42	2,02858	1962,84
5.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	27,42	2,02858	1962,84
6.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	27,42	2,02858	2011,51
7.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	27,42	2,02858	2011,51
8.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	27,42	2,02858	2066,05
9.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	27,42	2,02858	2066,05
10.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	27,42	2,02858	2098,53
	Население (с учетом НДС)			
11.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	31,64	7,44913	2209,52
12.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	32,90	7,44913	2264,76
13.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	2264,76
14.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	2355,41
15.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	2355,41
16.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	2413,81
17.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	2413,81
18.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	2479,26
19.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	32,90	2,43430	2479,26
20.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	32,90	2,43430	2518,24

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная

Решением от 16.12.2021 № 56/128 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Теплогазсервис» представлена в табл. 3.4.51.

Таблица 3.4.51 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Теплогазсервис»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный), руб./м^3		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения тыс. руб. мес./м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	32,90	7,44913	1953,16
2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	32,90	2,43430	2029,33
3.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	32,90	2,43430	2029,33
4.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	32,90	2,43430	2067,89
5.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	-	32,90	2,43430	2067,89
6.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	-	32,90	2,43430	2107,18
7.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	-	32,90	2,43430	2107,18
8.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	-	32,90	2,43430	2147,22
9.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	-	32,90	2,43430	2147,22
10.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	-	32,90	2,43430	2168,46
	Население (с учетом НДС)				
11.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	110,47			
	в том числе:		32,90	7,44913	1953,16
12.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	114,89			
	в том числе:		32,90	2,43430	2029,33
13.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	114,89			
	в том числе:		32,90	2,43430	2029,33
14.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	118,25			
	в том числе:		32,90	2,43430	2067,89
15.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	118,25			
	в том числе:		32,90	2,43430	2067,89
16.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	121,47			
	в том числе:		32,90	2,43430	2107,18
17.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	121,47			
	в том числе:		32,90	2,43430	2107,18
18.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	124,78			
	в том числе:		32,90	2,43430	2147,22
19.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	124,78			
	в том числе:		32,90	2,43430	2147,22
20.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	127,98			
	в том числе:		32,90	2,43430	2168,46

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/115 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Фундаментстрой-6» представлена в табл. 3.4.52.

Таблица 3.4.52 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Фундаментстрой-6»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./ м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный), руб./м^3		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3/ час	
1.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	-	25,49	7,07620	1718,55
2.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	-	26,37	7,07620	1741,53
3.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	26,37	6,20761	1741,53
4.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	27,42	6,20761	1779,89
5.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	27,42	6,20761	1779,89

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./ м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный), руб./м^3		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3/ час	
6.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	27,42	2,02858	1836,93
	Население (с учетом НДС)				
7.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	142,56			
	в том числе:		30,59	8,49144	2062,26
8.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	145,32			
	в том числе:		31,64	8,49144	2089,84
9.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	145,32			
	в том числе:		31,64	7,44913	2089,84
10.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	149,08			
	в том числе:		32,90	7,44913	2135,87
11.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	149,08			
	в том числе:		32,90	7,44913	2135,87
12.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	155,05			
	в том числе:		32,90	2,43430	2204,32

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/118 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Энерджипро - НН» представлена в табл. 3.4.53.

Таблица 3.4.53 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Строительно-эксплуатационное управление «Энерджипро - НН»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./ м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес./м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	-	30,59	8,49144	1770,54
2.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	-	31,64	8,49144	1821,81
3.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	-	31,64	7,44913	1821,81
4.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	-	32,90	7,44913	1867,37
5.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	32,90	7,44913	1867,37
6.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	32,90	2,43430	1942,10
	Население (с учетом НДС)				
7.	С 1 января по 30 июня 2020 г.	100,51			
	в том числе:		30,59	8,49144	1770,54
8.	С 1 июля по 31 декабря 2020 г.	102,02			
	в том числе:		31,64	8,49144	1821,81
9.	С 1 января по 30 июня 2021 г.	102,02			
	в том числе:		31,64	7,44913	1821,81
10.	С 1 июля по 31 декабря 2021 г.	104,57			
	в том числе:		32,90	7,44913	1867,37
11.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	104,57			
	в том числе:		32,90	7,44913	1867,37
12.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	109,17			
	в том числе:		32,90	2,43430	1942,10

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/107 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Коммунальщик - НН» представлена в табл. 3.4.54.

Таблица 3.4.54 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Коммунальщик - НН»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
		Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес/м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	27,42	6,20761	2505,12
2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	27,42	2,02858	2605,17
3.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	27,42	2,02858	2605,17
4.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	27,42	2,02858	2696,76
5.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	27,42	2,02858	2696,76
6.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	27,42	2,02858	2797,90
7.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	27,42	2,02858	2797,90
8.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	27,42	2,02858	2899,82
9.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	27,42	2,02858	2899,82
10.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	27,42	2,02858	3010,86
	Население (с учетом НДС)			
11.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	3006,14
12.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	3126,20
13.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	3126,20
14.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	3236,11
15.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	3236,11
16.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	3357,48
17.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	32,90	2,43430	3357,48
18.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	32,90	2,43430	3479,78
19.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	32,90	2,43430	3479,78
20.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	32,90	2,43430	3613,03

Величина тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/108 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Капитал-Менеджмент» представлена в табл. 3.4.55.

Таблица 3.4.55 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Капитал-Менеджмент»

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес/м^3 в час	
1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	-	32,90	7,44913	2736,32
2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	-	32,90	2,43430	2832,64
3.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	-	32,90	2,43430	2832,64
4.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	-	32,90	2,43430	2897,79
5.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	-	32,90	2,43430	2897,79
6.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	-	32,90	2,43430	2967,34
7.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	-	32,90	2,43430	2967,34
8.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	-	32,90	2,43430	3038,55
9.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	-	32,90	2,43430	3038,55
10.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	-	32,90	2,43430	3105,99
	Население (с учетом НДС)				
11.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	204,03			
	в том числе:		32,90	7,44913	2736,32
12.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	210,05			
	в том числе:		32,90	2,43430	2832,64
13.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	210,05			
	в том числе:		32,90	2,43430	2832,64

№ п/п	Периоды регулирования	Тариф на горячую воду, руб./м^3	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
			Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес/м^3 в час	
14.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	214,13			
	в том числе:		32,90	2,43430	2897,79
15.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	214,13			
	в том числе:		32,90	2,43430	2897,79
16.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	218,48			
	в том числе:		32,90	2,43430	2967,34
17.	С 1 января по 30 июня 2025 г.	218,48			
	в том числе:		32,90	2,43430	2967,34
18.	С 1 июля по 31 декабря 2025 г.	222,93			
	в том числе:		32,90	2,43430	3038,55
19.	С 1 января по 30 июня 2026 г.	222,93			
	в том числе:		32,90	2,43430	3038,55
20.	С 1 июля по 31 декабря 2026 г.	227,15			
	в том числе:		32,90	2,43430	3105,99

Величина тарифов на горячую воду, тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/109 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Профстройпроект - НН» представлена в табл. 3.4.56.

Таблица 3.4.56 – Тарифы на горячую воду, поставляемую потребителям г. Нижнего Новгорода с использованием закрытой системы горячего водоснабжения, установленная для ООО «Профстройпроект - НН»

№ п/п	Периоды регулирования	Компонент на холодную воду (двухставочный)		Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал
		Ставка платы за потребление холодной воды, руб./м^3	Ставка платы за содержание системы холодного водоснабжения, тыс. руб. мес/м^3 в час	
1.	**На территории п. Новинки городского округа город Нижний Новгород**			
1.1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	2539,70
1.2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	2641,29
1.3.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	2641,29
1.4.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	2702,04
1.5.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	2702,04
1.6.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	2773,96
	Население (с учетом НДС)			
1.7.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	2539,70
1.8.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	2641,29
1.9.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	2641,29
1.10.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	2702,04
1.11.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	2702,04
1.12.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	2773,96
2.	**На территории д. Кусаковка городского округа город Нижний Новгород**			
2.1.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	2524,27
2.2.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	2625,24
2.3.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	2625,24
2.4.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	2730,25
2.5.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	2730,25
2.6.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	2836,14
	Население (с учетом НДС)			
2.7.	С 1 января по 30 июня 2022 г.	32,90	7,44913	2524,27
2.8.	С 1 июля по 31 декабря 2022 г.	32,90	2,43430	2625,24
2.9.	С 1 января по 30 июня 2023 г.	32,90	2,43430	2625,24
2.10.	С 1 июля по 31 декабря 2023 г.	32,90	2,43430	2730,25
2.11.	С 1 января по 30 июня 2024 г.	32,90	2,43430	2730,25
2.12.	С 1 июля по 31 декабря 2024 г.	32,90	2,43430	2836,14

Анализ структуры платы граждан за водоснабжение.

Структура цен (тарифов) в сфере водоснабжения городского округа город Нижний Новгород состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на холодное и горячее водоснабжение.

Также Региональной службой по тарифам Нижегородской области устанавливаются тарифы на питьевую и техническую воду на нужды предприятий.

Плата за подключение к системе водоснабжения устанавливается самостоятельно организациями системы водоснабжения, либо Региональной службой по тарифам Нижегородской области по индивидуальным проектам.

Плата за подключение к централизованной системе холодного водоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе холодного водоснабжения.

В соответствии с частями 13 и 14 статьи 18 (Федеральный закон от 07.12.2011 №416-ФЗ (ред. от 25.12.2018) "О водоснабжении и водоотведении") плата за подключение (технологическое присоединение) рассчитывается организацией, осуществляющей холодное водоснабжение и (или) водоотведение, исходя из установленных тарифов на подключение (технологическое присоединение) с учетом величины подключаемой (технологически присоединяемой) нагрузки и расстояния от точки подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства заявителя до точки подключения (технологического присоединения) водопроводных и (или) канализационных сетей к централизованной системе холодного водоснабжения и (или) водоотведения.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе водоснабжения на 2022 год, установленная Решением от 25.11.2021 № 48/3 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский водоканал» отражена в таблице 3.4.57.

Таблица 3.4.57 - Плата за подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения АО «Нижегородский водоканал»

Наименование ставки тарифа	Ставка тарифа (без учета НДС)
Ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку, тыс.руб./м^3 в сутки:	5,21
Ставки тарифа за расстояние от точки подключения (технологического присоединения) объекта заявителя до точки подключения водопроводных сетей к объектам централизованной системы холодного водоснабжения:	
Ставки тарифа за протяженность водопроводной сети (прокладка трубопровода открытым способом), тыс. руб./км:	
в футляре:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	7431,79
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	8100,66
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	9978,95
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	11846,10
без футляра:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	3975,42
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	4425,63
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	5439,15
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	6215,46
Ставки тарифа за протяженность водопроводной сети (прокладка трубопровода способом горизонтально направленного бурения (ГНБ)), тыс.руб./км:	
в футляре:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	13565,94

Наименование ставки тарифа	Ставка тарифа (без учета НДС)
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	15999,38
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	19389,46
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	23194,99
без футляра:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	10444,90
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	11236,89
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	11905,58
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	14324,82

3.5. Характеристика состояния и проблем в системе водоотведения

3.5.1. Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями, а также с потребителями.

Нижегородская система водоотведения существует с 1914 года.

Система водоотведения Нижнего Новгорода представляет собой комплекс взаимосвязанных инженерных сооружений, обеспечивающих бесперебойный прием стоков от более чем 1,26 млн. человек населения, предприятий и организаций города, транспортировку и очистку сточных вод на комплексные очистные сооружения перед сбросом в водные объекты.

Хозяйственно-бытовая канализация

На территории Нижнего Новгорода существуют четыре замкнутые системы водоотведения: поселков Березовая Пойма, Зеленый город, административно-территориального образования Новинский сельсовет и города Нижний Новгород. В каждой из этих систем существуют очистные сооружения.

Генеральным планом города предусмотрено развитие поселка Березовая Пойма. В связи с чем прогнозируется развитие централизованной системы водоотведения, которая в настоящий момент имеет ограниченное распространение.

Курортный поселок Зеленый город является уникальным природным комплексом, на территории которого расположены санатории и дома отдыха. Поэтому так важно усовершенствовать систему водоотведения. Далее в работе обосновывается необходимость подключения канализации Зеленого города в централизованной системе города и транспортированием стоков на Нижегородскую станцию аэрации.

На территории Новинского сельсовета централизованная система водоотведения имеется в п. Новинки и п. Кудьма. Канализационные стоки по трубопроводам системы канализации Новинского сельсовета поступают на КНС и перекачиваются в пруды накопители. Приборный учет стоков отсутствует.

Система водоотведения города Нижний Новгород объединяет в себе как Заречную часть города, так и Нагорную и обеспечивает прием и нормативную очистку 99,85% стоков на Нижегородской станции аэрации. Очистка сточных вод производится на Нижегородской станции аэрации (НСА), проектная мощность которой составляет 1,2 млн. м3/сутки. Расчетная производительность (максимальный суточный расход) Нижегородской станции аэрации после реконструкции (с учетом динамики изменения фактического притока за с 2000 по 2020 гг.) составит 790 475,6 м3/сут.

Ситуационная схема размещения объектов системы водоотведения города Нижнего Новгорода отражена на рисунке 3.5.1., административно-территориального образования Новинский сельсовет на рисунке 3.5.2

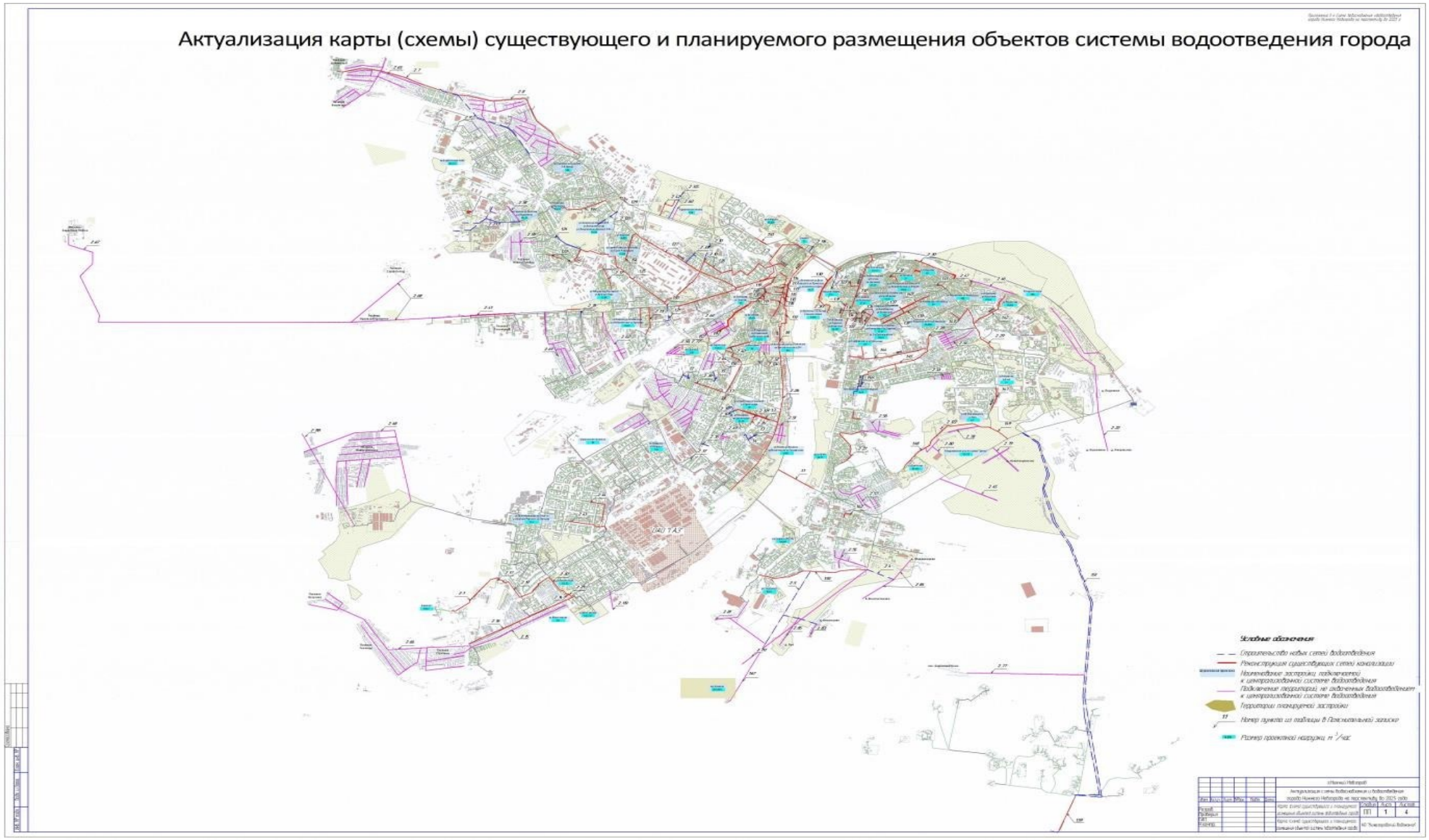


Рисунок 3.5.1– Ситуационная схема размещения объектов системы водоотведения города Нижнего Новгорода

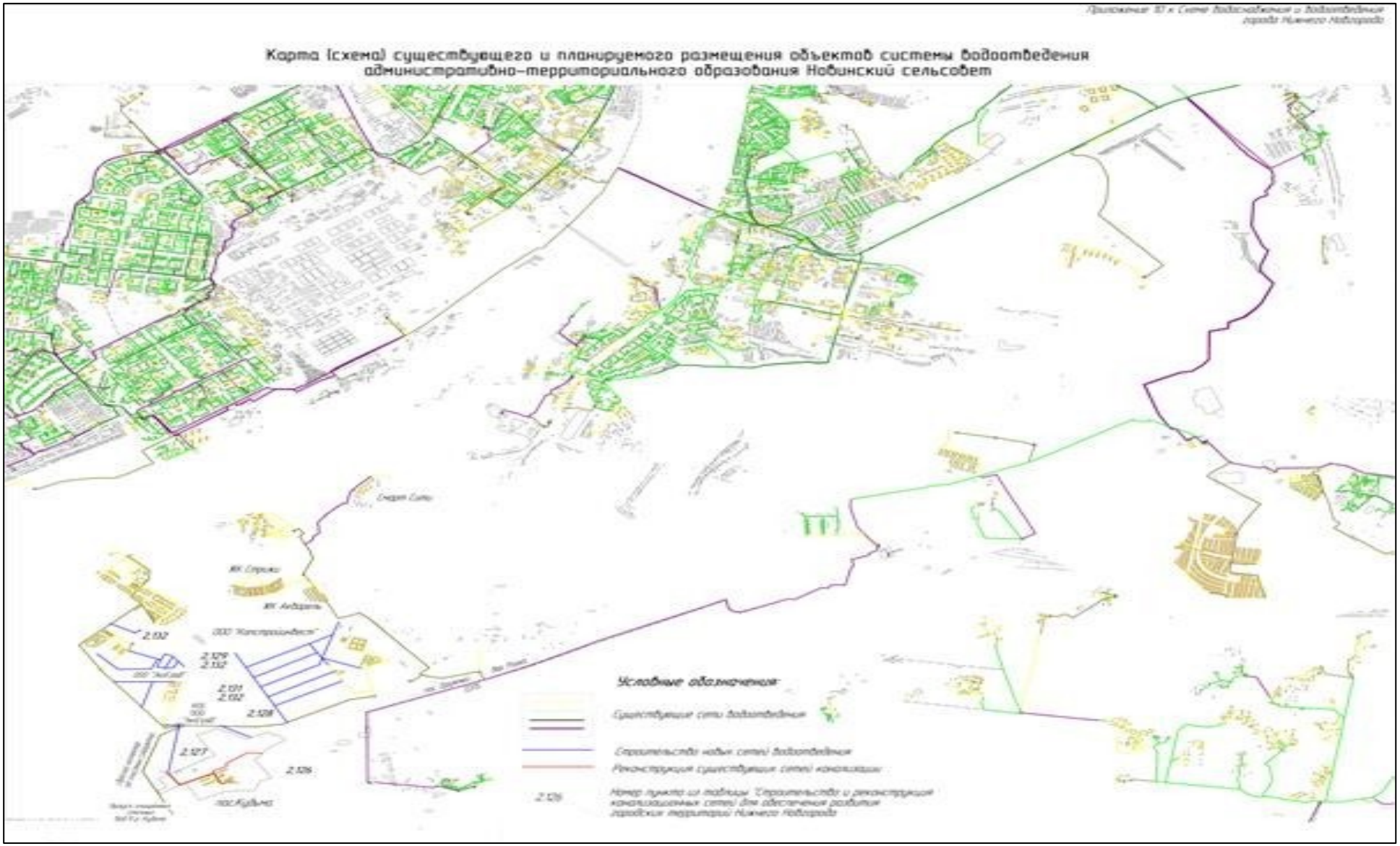


Рисунок 3.5.2– Ситуационная схема размещения объектов системы водоотведения административно-территориального образования Новинский сельсовет

В Нижнем Новгороде существует 4 эксплуатационные зоны водоотведения - АО «Нижегородский водоканал», ООО «Коммунальщик», «Коммунальщик-НН», ООО «Заводские сети».

ООО «Заводские сети» осуществляет водоотведение с АО ГАЗ и близлежащих территорий, где расположены промышленные объекты.

Постановлением администрации города Нижнего Новгорода №3828 от 07.10.2013 г (с изм. от 05.04.2021г. №1323) на территории города Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета определены следующие гарантирующие организации централизованных систем холодного водоснабжения и водоотведения и установлены зоны деятельности:

1.Акционерное общество «Нижегородский водоканал» - гарантирующая организация централизованной системы холодного водоснабжения и водоотведения на территории городского округа город Нижний Новгород.

Зона деятельности гарантирующей организации АО «Нижегородский водоканал» в границах сетей водоотведения, территория городского округа город Нижний Новгород, в том числе территория административно-территориального образования Новинский сельсовет в границах улиц: 2-ая Дорожная, Боголюбова, Добрая, Дорожная, Сиреневая; проездов: Большой Луговой, Малый Луговой, Лазурный, Инженерный, Косачевский, Урожайный, Фруктовый; переулков: Первый Тихий, Второй Тихий, Третий Тихий, Уютный, Спасский; деревни Кусаковка, в границах улиц: Васильковая д.161а, 161а/1, 202, Полевая д. 50, 58, 58д.

2. ООО «Коммунальщик-НН» - гарантирующая организация централизованной системы водоотведения на территории административно-территориального образования Новинский сельсовет.

Зона деятельности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик-НН» в границах сетей водоотведения, территория административно-территориального образования Новинский сельсовет, в границах улиц: Александровская, Арзамасская, Богородская, Ботаническая, Владимирская, Восточная, Высокая, Гагарина, Дальняя, Деловая, Диагональная, Дмитровская, Дружная, Европейская, Западная, Индустриальная, Казанская, Кленовая, Крымская, Магистральная, Мартовская, Минская, Молодежная, Нагорная, Нахимова, Нижегородская, Новая (д. 2, 4, 6, 8, дома с № 200), Парковая, Первая, Победная, Полётная, Поэтов, Пожарского, Приокская, Российская, Светлая, Свободная, Северная, Славянская, Солнечная (дома с № 220), Суворова, Торговая, Школьная, Шоссейная, Элитная, Ялтинская; проспекта Олимпийский; проездов: Весенний, Высоковский, Молодёжный, Зелёный, Казанский, Квартальный, Лесной, Магистральный, Мирный, Овражный, Родниковый, Солнечный, Спортивный, Строителей, Школьный, Чкаловский, Южный; переулков: Вечерний, Кипарисов; бульвара Пушкинского.

3. ООО «Коммунальщик» - гарантирующая организация централизованной системы холодного водоснабжения и водоотведения на территории административно-территориального образования Новинский сельсовет.

Зона деятельности гарантирующей организации ООО «Коммунальщик» в границах сетей водоотведения, территория административно-территориального образования Новинский сельсовет, в границах улиц: Учительская д. 1-11, Центральная, Полевая д.30, 30А, 33, 34, Садовая д. 1-11, 14, 81-111, Нагорная, Новая (до д. № 200), Учительская, Центральная, Полевая; поселка Кудьма, деревни Комарова; деревни Кусаковка; деревни Сартаково; деревни Новопавловка; деревни Комарово; деревни Ромашково.

Основной организацией, осуществляющей транспортировку и очистку канализационных стоков Нижнего Новгорода, является АО «Нижегородский водоканал», на долю которого приходится 98% сетей и 100%-я очистка отводимой канализационной воды.

Система водоотведения городского округа город Нижний Новгород представляет собой сложную инженерную систему, включающую в себя:

- Нижегородскую станцию аэрации (НСА) общей проектной мощностью очистных сооружений 1200 тыс. м3 в сутки;

- Очистные сооружения поселок Березовая Пойма (КОБК-200) общей проектной мощностью очистныхсооружений 0,2 тыс. м3 в сутки;

- Очистные сооружения к.п. Зеленый город (поля фильтрации) д.о. Кудьма общей проектной мощностью очистных сооружений 1,6 тыс. м3 в сутки;

- Очистные сооружения «Промстоки» ООО «Заводские сети» общей проектной мощностью 175 тыс. м3/сутки;

- 8 насосных станций ООО «Заводские сети», в том числе 5 насосных станций по перекачке хозяйственно-бытовых стоков и 3 насосные станции по перекачке промливневых стоков и гидрозолы;

- 255 канализационных насосных станций;

- 129 локальных очистных сооружений;

- канализационные сети города Нижнего Новгорода протяженностью более 2,3 тыс. км;

- канализационные сети Новинского сельсовета протяженностью 71,2 км.

- сети фекальной канализации, общей протяженность 62,9 км, проложенные на территории промышленной площадки завода АО группа «ГАЗ» и прилегающих к ней промышленных территорий.

Общая производственная мощность очистных канализационных сооружений городского округа город Нижний Новгород составляет 1 201,8 тыс. м3 в сутки. Расчетная производительность (максимальный суточный расход) Нижегородской станции аэрации после реконструкции (с учетом динамики изменения фактического притока за с 2000 по 2020 гг.) составит 790 475,6 м3/сут.

На территории Нижнего Новгорода существуют зоны, не охваченные централизованной системой водоотведения:

Нагорная часть

1.сл. Печеры, сл. Подновье, д. Кузьминка, д. Никульское
2.в границах ул. Юбилейная, Кузнечихинская, пер.Теплый
3.поселок Сахарный Дол
4.д. Кузнечиха
5.д. Новопокровское, д. Утечино
6.поселок Ляхово
7.поселок Бещенцево
8.поселок Луч
9.д. Кусаковка 10.д.. Комарово 11.д. Сартаково 12.д. Ромашково

Заречная часть

1.в границах ул. Хальзовская, Вахтангова, Новосельская, Новые пески
2.в границах ул. Федосеенко, ул. Торфяная
3.поселок Новая Стройка
4.в границах ул. Коминтерна, ул. Левинка, ш. Бурнаковское
5.в границах ул. Римская, Декабристов, Таллинская, Болотникоова
6.в границах ул. Ближняя, Осипенко, Пурехская, Череповецкая, Овчинникова,
7.вграницахул.Пахомова,Симферопольская,Украинская,Спартака, Зеленодольская
8.в границах ул. Авиаторская, Шлиссербургская, Кременчугская
9.в границах ул. Дружбы, Снежная, Станкозаводская, Новикова-Прибоя, Чусовая, Карская, Удмурдская, Можайская
10.в границах ул. Булавина, Малышевская, Гайдара, Минеева, Красный Перекоп, Нижняя, Блюхера, Рельсовая, Новополевая, Первомайская, Земляничная

11.поселок Дубравный, поселок Высоково

12.в границах ул. Объединения, Усадебная, Нагулинская, Тарханова 13.поселок Березовая Пойма

14.мкр-н Орловские дворики, Московское шоссе.

Ситуационная схема территорий, не охваченных централизованной системой водоотведения города Нижнего Новгорода отражена на рисунке 3.5.3

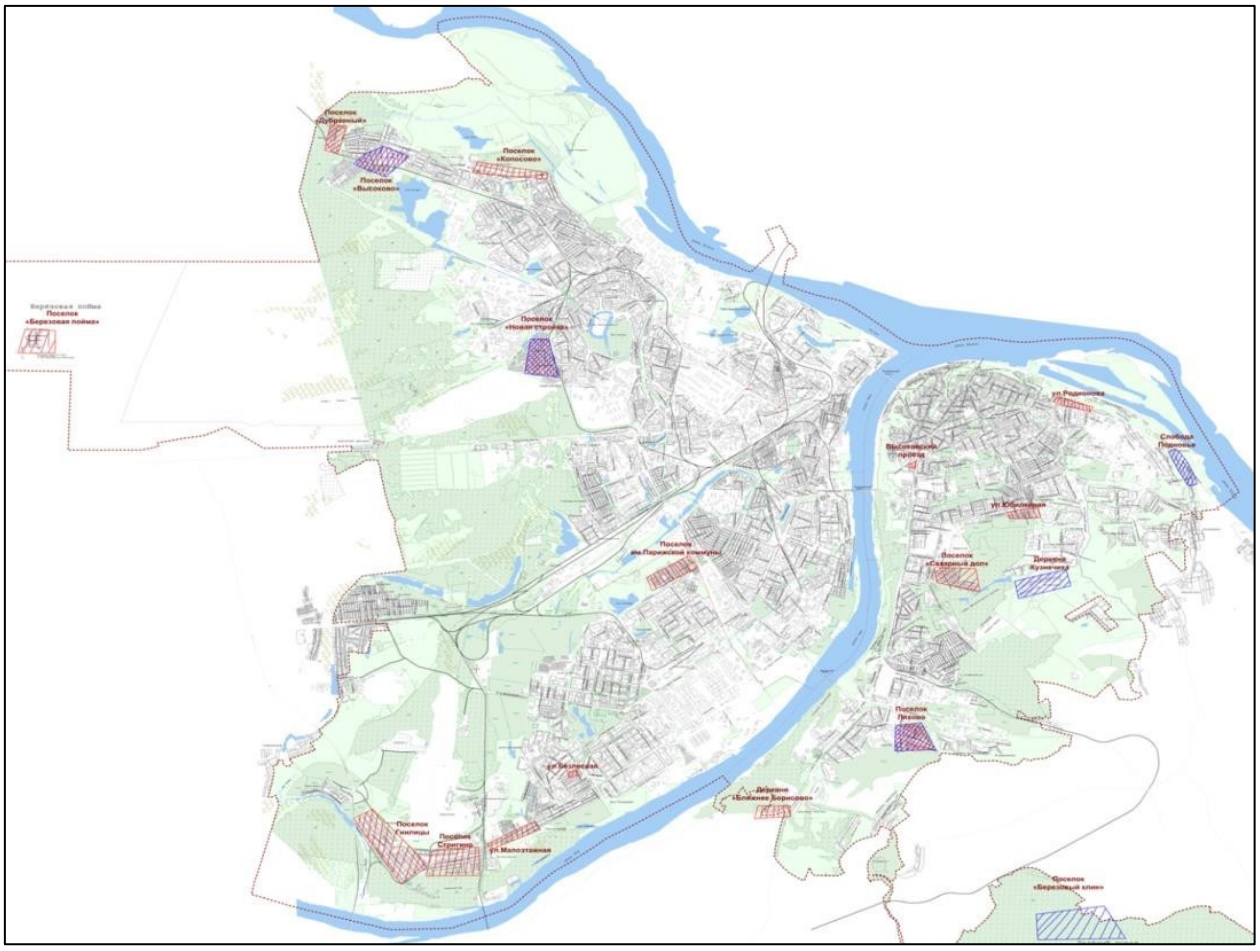


Рисунок 3.5.3 - Ситуационная схема территорий, не охваченных централизованной системой водоотведения города Нижнего Новгорода

В населенных пунктах Новинского сельсовета, за исключением п.Новинки и п.Кудьма, централизованная канализация отсутствует, сточные воды от индивидуальных жилых домов и общественных зданий отводятся в выгреба и септики на приусадебных участках.

Ливневая канализация

Нижний Новгород канализован по раздельной системе. Дождевые и талые воды собираются отдельно от остальных стоков и сбрасываются без очистки в водоемы города.

Система ливневой канализации городского округа город Нижний Новгород включает в себя:

- Очистные сооружения промливневых стоков «Промстоки» проектной производительностью 175 тыс. м3/сутки (ООО «Заводские сети»):

- 3 насосных станций по перекачке промливневых стоков и гидрозолы ООО «Заводские сети»;

- сети ливневой канализации на территории завода ООО «Заводские сети» и за пределами головной площадки общей протяженностью 59,0 км.

3.5.2.Анализ существующего технического состояния системы водоотведения

3.5.2.1.Анализ эффективности и надежности источников водоотведения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Технические параметры, остаточный ресурс, ограничения использования мощностей, качество эксплуатации, наладки и ремонтов, системы учета расхода ресурсов и т.п

Технические параметры

Хозяйственно-бытовая канализация

Сточные воды образуются при использовании природной или водопроводной воды для бытовых целей и технологических процессов промышленных предприятий. К сточным водам относятся также атмосферные осадки – дождевые и талые воды, выпадающие на территориях городов, населенных мест и промышленных предприятий. Сточными водами также являются подземные воды, извлекаемые из шахт при добыче полезных ископаемых. Такие воды являются источником различных заболеваний и распространения эпидемий.

Системы водоотведения устраняют негативные последствия воздействия сточных вод на окружающую природную среду. После очистки сточные воды обычно сбрасываются в водоемы. Наиболее совершенными системами являются замкнутые системы водоотведения, обеспечивающие очистку сточной воды до качества, при котором возможно повторное использование воды в промышленности или сельском хозяйстве.

Любые канализационные стоки подлежат обязательной очистке. Первый этап очистки стоков — их механическая фильтрация. Производится она с помощью различного рода фильтров-отстойников, а также сит, решеток и жироловок. На выходе из устройства механической очистки стоки уже практически свободны от взвешенных в них загрязнений, и потому они обычно называются «осветленными водами».

После механической очистки стоков производится биохимическая очистка «осветленных вод», представляющая собой разложение различного рода органических загрязнений природными микроорганизмами-сапрофитами. Разложение органических загрязнений сточных вод сапрофитами происходит с выделением воды, твердых осадков, а также различных газов, в частности азота, углекислого газа, водорода, аммиака, сероводорода, метана. Уже из этого, далеко не полного списка видно, что многие выделяющиеся из системы очистки сточных вод газы являются ядовитыми и взрывоопасными, поэтому очистные сооружения должны в обязательном порядке иметь надежную и эффективную систему вентиляции и размещаться по возможности вдалеке от жилых сооружений и прочих строений.

«Осветленные воды» из септика идут в биоочистку. Происходит она либо в так называемых сооружениях биологической очистки в природных условиях, либо в искусственных условиях, в специальных установках, называемых аэротэнками. Объединяет все эти сооружения для очистки сточных вод в природных условиях то, что разложение органических остатков в сточных водах происходит при участии естественно живущих почвенных микро-организмов-сапрофитов.

Очистка сточных вод после прохождения ими биоочистки не заканчивается: после этого производятся доочистка и обеззараживание сточных вод, и только затем очищенные воды могут сбрасываться в природные водоемы.

Выбор типа очистных устройств и сооружений автономной канализационной системы зависит от целого ряда факторов, в числе которых следует назвать характер загрязнения и фактический объем сточных вод,

Канализационные очистные сооружения должны быть удалены от населенных пунктов на расстояния установленной санитарно-защитной зоны.

Наибольшее количество абонентов и организаций, осуществляющих водоотведение, подключено к сетям, принадлежащим АО «Нижегородский водоканал». Данной организацией осуществляется централизованное водоотведение города Нижнего Новгорода в полном объеме, за исключением нецентрализованной системы водоотведения производственной площадки ОАО «ГАЗ» и административно-территориального образования Новинский сельсовет.

Сведения о техническом состоянии объектов систем водоотведения АО «Нижегородский водоканал»

Нижегородская станция аэрации



АО «Нижегородский водоканал» эксплуатирует Нижегородскую станцию аэрации. Нижегородская станция аэрации (НСА) — это комплекс сооружений, предназначенный для полной биологической очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод г. Нижнего Новгорода.



Проект Нижегородской станции аэрации разработан государственным институтом по проектированию и изысканиям коммунальных водопроводов и канализации «Гипрокоммунводокал» в 1967 году.

Ввод сооружений состоит из двух очередей:

1-ая очередь НСА производительностью 600 тыс. м3/сутки;

2-ая очередь НСА производительностью 600 тыс. м3/сутки.

Строительство первой очереди велось с 1969-1974 гг., второй очереди с 1979-1991 гг.

Общая проектная мощность очистных сооружений Нижегородской станции аэрации составляет 1200 тыс. м3 в сутки.

Последовательность ввода сооружений в эксплуатацию на Нижегородской станции аэрации отражена в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 - Последовательность ввода сооружений в эксплуатацию на Нижегородской станции аэрации

Год ввода	Наименование сооружений, оборудования	Кол - во, ед.
1974	Механические решетки типа РМУ	5
	Горизонтальные щелевые песколовки	2
	Первичные отстойники 1-ой очереди	4
	Контактный резервуар 1-ой очереди	1
	Лоток Паршаля № 1	1
	Водовыпуск № 1	1
	Опускной колодец	1
	Аварийные иловые площадки	31 га

Год ввода	Наименование сооружений, оборудования	Кол - во, ед.
1975	Аэротенки-смесители 4-х коридорные с рассредоточенным пуском воды 1-ой очереди	5
	Вторичные радиальные отстойники 1-ой очереди	4
1977	Биологический пруд № 1 (работал две недели)	1
	Метантенки	3
	Основные иловые площадки	63 га
1979	Основные иловые площадки	12 га
1982	Вновь биологический пруд № 1	1
	Основные иловые площадки	24 га
1986	Биологический пруд № 2	1
	Блок горизонтальных аэрируемых песколовок, каждый из которых состоит из 7 ед. (блок 1 не в эксплуатации)	2
	Первый пусковой комплекс сооружений биологической очистки 2-ой очереди производительностью 200 тыс. $м^3$/сут.: аэротенки-смесители вторичные радиальные отстойники	 3 2
1986	Контактный резервуар 2-ой очереди	1
	Лоток Паршаля № 2	1
	Водовыпуск № 2	1
1988	Второй пусковой комплекс сооружений биологической очистки 2-ой очереди производительностью 200 тыс. $м^3$/сут.: аэротенки-смесители вторичные радиальные отстойники	 2 2
1990	Третий пусковой комплекс сооружений биологической очистки 2-ой очереди производительностью 200 тыс. $м^3$/сут.: аэротенки-смесители вторичные радиальные отстойники	 2 2
1997	Пресс-фильтры ленточные производства фирмы «Андритц»	2
2016	Фильтр-прессы ленточные производства ЗАО «ДАКТ-Инжиниринг» (г. Москва)	2

Генеральный план Нижегородской станции аэрации отражен на рисунке 3.5.4.

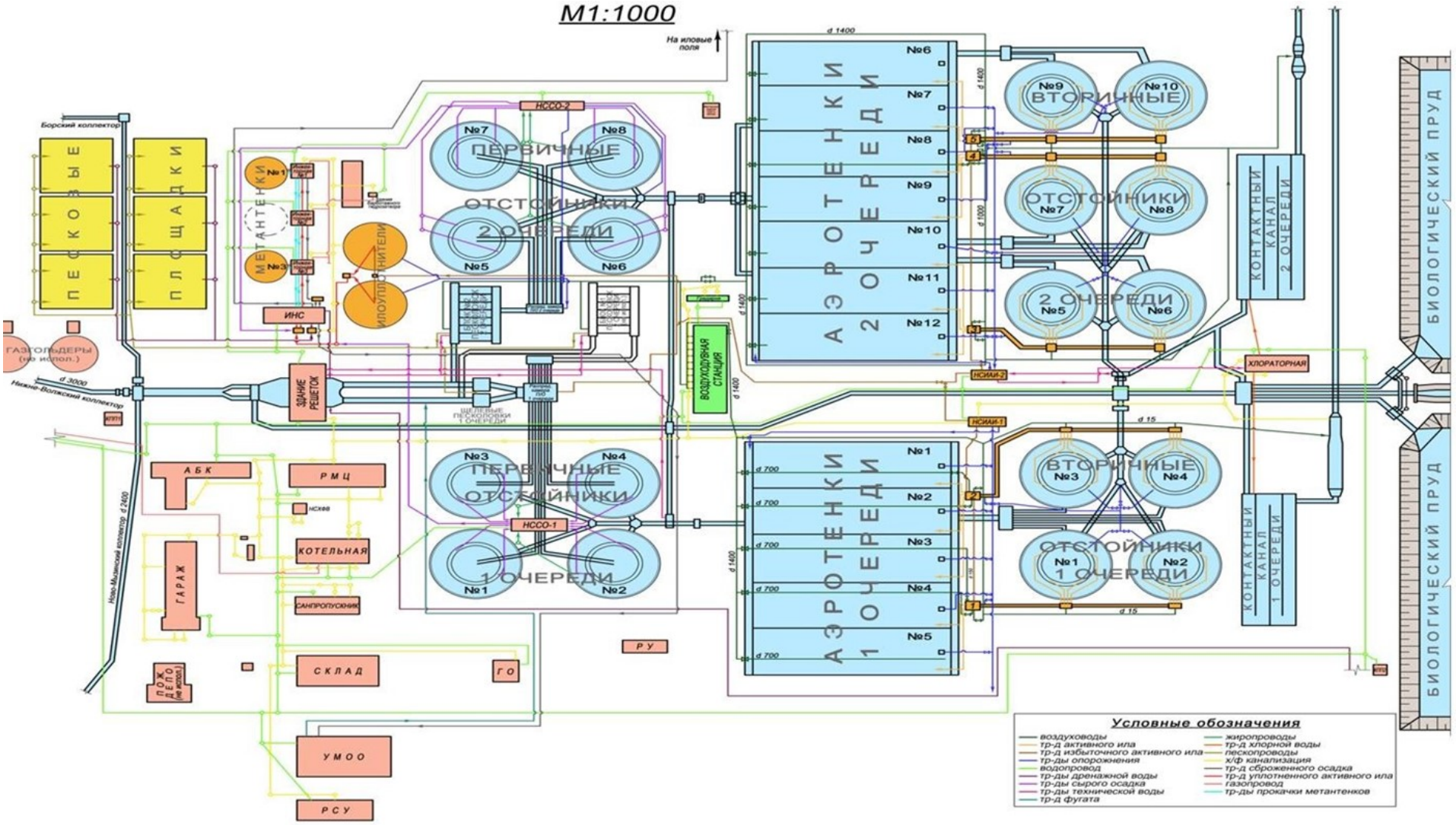


Рисунок 3.5.4 - Генеральный план Нижегородской станции аэрации

Учет расхода сточных вод производится акустическими расходомерами ЭХО-Р-02, установленными в расширенной части канала перед зданием решеток - при поступлении стоков на очистные сооружения, и в сужающем устройстве лотков Паршаля №1 и №2 - при сбросе очищенных стоков в водоем. Измерения расходов по очередям и отдельным сооружениям не производится.

Полная биологическая очистка включает следующие основные этапы: механическую очистку, биологическую очистку, доочистку, обработку осадков.

Приемная камера предназначена для сбора сточных вод, поступающих с Заречной и Нагорной частей Нижнего Новгорода и города Бор.

Механическая очистка сточной воды состоит из:

1. Решеток и песколовок.

5 решеток удаляют из сточной воды механические загрязнения размером более 16 мм. После решеток сточная вода поступает в песколовки, где происходит удаление из минеральных загрязнений (песок и т.д.)

2. Первичных отстойников.

В 8 радиальных отстойниках диаметром 54 м происходит удаление из сточных вод взвешенных веществ. Отстойник снабжен илоскребом, к ферме которого крепится полупогружная доска для сбора плавающих веществ. На подводной части илоскреба закреплены скребки, перемещающие осадок к приямкам отстойника.

По диаметру отстойника напротив друг друга расположены два приямка с отводящими трубопроводами для удаления сырого осадка. Сырой осадок подается в насосную станцию, а осветленная вода самотеком поступает в аэротенки.

3. Насосной станции сырого осадка (НССО).

В машинном зале станции расположены центробежные насосы, перекачивающие выпавший на дно отстойника осадок в приемный резервуар иловой насосной станции, откуда этот осадок подается на сбраживание в метантенки. Собранные насосами с поверхности плавающие загрязнения также подаются в метантенки.

Биологическую очистку сточной воды осуществляют:

1. Аэротенки.

В 12 четырехкоридорных аэротенках происходит окисление и минерализация растворенных в сточной воде органических веществ. Очистка осуществляется активным илом, который представляет собой колонии микроорганизмов. Источником питания активного ила служат загрязнения сточной воды. Для снабжения активного ила кислородом в аэротенки подают сжатый воздух.

2. Вторичные отстойники

В 10 радиальных отстойниках диаметром 54 м происходит отделение активного ила от очищенной воды. Активный ил под действием сил тяжести оседает на дно отстойникав кольцевой лоток с четырьмя приямками, откуда и отводится в иловыекамеры каждого отстойника.

Процесс удаления активного илаизвторичных отстойников непрерывный и самотечный.

Очищенная вода поступает самотеком в контактные каналы на обеззараживание.

3.Эрлифтные камеры

5 эрлифтных камер перекачивают возвратный активный ил из вторичных отстойников в регенераторы аэротенков, а также удаляют избыточный активный ил.

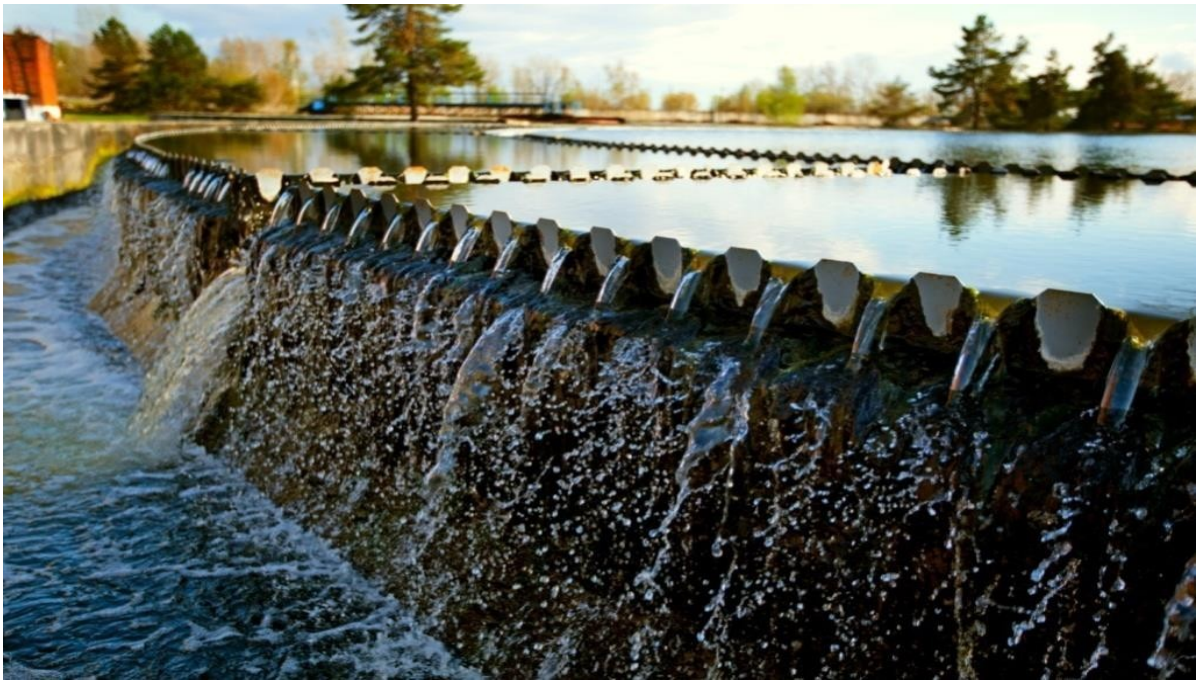
4.Насосная станция избыточного активного ила (НСИАИ)

Поступающий из эрлифтных камер избыточный активный ил перекачивается в илоуплотнители.

5.Биологические пруды

В двух прудах, площадью 20 га каждый, происходит глубокая доочистка сточной воды и ее насыщение кислородом. Биологические пруды выведены из эксплуатации в октябре 2009 года.

На рисунке можно увидеть биологический пруд.



6.Контактные каналы

В контактных каналах сточная вода обрабатывается хлором в течение получаса.

7.Станция ультрафиолетового обеззараживания

В настоящее время разрабатывается проект строительства станции ультрафиолетового обеззараживания. Запуск станции позволит заменить хлорирование сточных вод более современной и экологически безопасной технологией обеззараживания. Общий план станции аэрации изображен на рисунке

Обработка осадка сточных вод на НСА осуществляется с помощью:

●Илоуплотнителей - 2 ед., радиальные, диаметр 33 м. предназначены для снижения в 2—2,5 раза объема избыточного активного ила, подаваемого на обработку в метантенки.

●Метантенков - 2 ед., объем каждого 7500 м3. В метантенках происходит уменьшение органической массы осадков и их обеззараживание. Процесс сбраживания в метантенках происходит при температуре 53—55°С под действием метанобразующих бактерий, жизнедеятельность которых протекает без доступа кислорода. Подогрев осадка производится паром. В результате сбраживания органические вещества, содержащиеся в осадках, распадаются. При этом выделяется биогаз, который на 60-65% состоит из метана. В настоящее время, биогаз выводится в атмосферу. В будущем планируется отказ от использования метантенков в пользу строительства цеха сушки осадков.

●Иловой насосной станции - предназначена для загрузки смеси уплотненного активного ила из илоуплотнителей и сырого осадка из первичных отстойников в метантенки, прокачки иловой смеси в метантенках, а также для подачи сброженного осадка на подсушку на иловые поля и участок механического обезвоживания осадка.

●Участка механического обезвоживания осадка, который оборудован 2 ленточными фильтр-прессами «Andritz» VS 20 IF общей производительностью 71 м3/час. и 2 ленточными фильтр-прессами ЗАО «ДАКТ-Инжиниринг» общей производительностью 80 м3/час. При механическом обезвоживании осадка его объем уменьшается в 10 раз. Для

кондиционирования осадка используется флокулянт.

●Иловых полей - 17 каскадов, общей площадью ~100 га. Площадки каскадного типа, на естественном основании, с поверхностным удалением воды.

●Дренажной насосной станции (ДНС) - предназначена для сбора и подачи надиловой воды с иловых полей в канал после здания решеток.

●Полигона для временного складирования осадков. Площадь полигона составляет ~30 га.

Очистка и транспортирование стоков требуют значительных затрат электроэнергии.

На НСА наблюдается износ технологического оборудования и строительных конструкций сооружений механической и биологической очистки; применяемые технологии не обеспечивают очистку сточных вод до требований к сбросу в водоемы рыбохозяйственного назначения и санитарно-эпидемиологических требований по бактериологическим показателям.

Для обеспечения снижения негативного воздействия на водные объекты на существующих НСА необходимо выполнить работы по модернизации и реконструкции в целях обеспечения выполнения нормативных рыбохозяйственных требований и санитарно-эпидемиологических требований по бактериологическим показателям.

Учитывая изменившуюся ситуацию с водоотведением в г. Нижнем Новгороде, а именно: уменьшение общего объёма водоотведения, связанное с изменениями в промышленности, перепрофилированием и ликвидацией предприятий, использованием оборотного водоснабжения и других ресурсосберегающих технологий, а также то, что существующая схема очистки сточных вод не удовлетворяет требованиям новых нормативных документов по эффективному удалению таких биогенов как Азот аммонийный, Фосфор фосфатов, а также взвешенных веществ, ХПК и $БПК_5$ (требования справочника по Наилучшим Доступным Технологиям – ИТС–10-2019, утверждённого приказом агентства по техническому регулированию и метрологии от 12.12.2019 года за №2981),требуется внесение серьёзных изменений в технологическую схему действующих очистных сооружений канализации. На основании вышеизложенного, с учётом динамики изменения фактического притока., планируется проведение реконструкции станции аэрации с целью достижения действующих нормативов в соответствии со справочником НДТ, а также приведение её проектной производительности к фактическим объёмам поступающих стоков.

Расчетная производительность (максимальный суточный расход) Нижегородской станции аэрации после реконструкции (с учетом динамики изменения фактического притока за с 2000 по 2020 гг.) составит 790 475,6 м3/сут.

Для улучшения экологической ситуации в реке Волга АО «Нижегородский водоканал» заключил с ФАУ "РосКапСтрой" договор на выполнение проектных работ по реконструкции Нижегородской станции аэрации от 14.09.22 N 23-22-886.

По разработанной документации получено положительное заключение государственной экспертизы проектной документации, включая проверку достоверности определения сметной стоимости и результатов инженерных изысканий от 27.12.2021 № 52-1-1-3-083522-2021 ГАУ НО «Управление государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

Между АО «Нижегородский водоканал» и Муниципальным образованием городской округ город Нижний Новгород заключено дополнительное соглашение от 25.02.2022 к концессионному соглашению от 14.06.2013 в целях реализации строительно-монтажных работ по реконструкции в рамках ФП «Оздоровление Волги» национального проекта «Экология».

В существующей системе водоотведения городского округа город Нижний Новгород 255 канализационных насосных станций, из которых 117 находятся на обслуживании АО «Нижегородский водоканал». Подавляющая часть КНС имеет значительный физический износ (60-80%), повышенное энергопотребление (выше на 25-30%) и соответственно высокие затраты на техническое обслуживание, ремонт и обеспечение надежности.

Для повышения надежности водоотведения предусматривается проведение реконструкции существующих КНС с заменой насосных агрегатов.

Характеристика и распределение насосного оборудования по канализационным насосным станциям АО «Нижегородский водоканал» отражены в таблице 3.5.2

Таблица 3.5.2 - Характеристика и распределение насосного оборудования по канализационным насосным станциям

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	насос	КНС «Береговая» Нижне-Волжская набережная, 21б	FLYGT 3201-180W Xylem	450	22	1455	2011	2011	30	1455
	насос		FLYGT NT 3202 HT 3-458 Xylem	450	22	1470	2018	2018	30	1470
	насос		FLYGT NT 3202 HT 3-458 Xylem	280	22	1475	2018	2018	30	1475
	насос		«Иртыш» 220 ПК ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	200	15	960			22	960
2	насос	КНС «Чкаловская»	ФГ 800/33 Рыбницкий насосный завод	800	33	960	1976	1976	132	960
	насос		ФГ 800/33 Рыбницкий насосный завод	800	33	960	1981	1981	160	960
	насос	Нижне-Волжская наб., д1 корп.1	WILA FA 20.97Z+FK34. 1-4/33 WILO SE Адрес: Nortkirchenst rasse 100, D-44263 Dortmund, Германия	530	22	2940	2017	2020	132	2940
3	насос	КНС ул.Елецкая, 10б	“Иртыш” ПФ2 65/135.123-3/2 ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	30	15	2940	2017	2018	3	2940
	насос		“Иртыш” ПФ2 65/135.123-3/2 ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	30	15	2940	2017	2018	3	2940
4	насос	КНС ул. Родионова, 165 д	Fligt 3127.181-1160707 Xylem	100	11	1445	2007	2020	5,9	1445
	насос		Fligt 3127.181-1160707 Xylem	100	11	1445	2007	2020	5,9	1445
5	насос	КНС у Дом отдыха «Кудьма», к.п.	«Иртыш» 220 РК ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	130	22	960	2004	2005	22	960
	насос	Зеленый город, 1а	«Иртыш» 220 РК ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	130	22	960	2004	2005	22	960
	насос		НС 250/22,5 «Городецкий судоремонтно механический завод»	250	23	1450	1996		37	1450

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	насос	КНС №2 Санаторий им.ВЦСПС, к.п. Зеленый город, 2б	“Иртыш” ПФ2 65/165.165-7,5/2 ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	40	30	2940	2014	2015	8	2940
7	насос	КНС Дом-интернат ветеранов войны и труда в к.п.Зелёный город	Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-036 ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	25	15	2940	2018	2019	3	2940
	насос		Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-036 036 ОДО «Предприяти е «ВЗЛЕТ»	25	15	2940	2018	2019	3	2940
8	насос	КНС Дом-интернат для престарелых и инвалидов в к.п. Зеленый город, 9	FLYGT 3153 Xylem	50	30			2010	8	
	насос		FLYGT 3153 Xylem	50	30			2010	8	
	насос		Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-036	25	15	2940	2018	2018	3	2940
9	насос	КНС№2 д.Афонино ул. Зелёная	FLYGT NZ 3171 SH 3~ 275 Xylem	84,9	36	2930	2017	2018	22	2930
	насос		СМ 125-80- 315/4 Рыбницкий насосный завод	80	32				22	
10	насос	КНС №3 д.Афонино ул.Магистральна я	СМ 125-80- 315/4 Рыбницкий насосный завод	80	32	1500	2006		22	1500
	насос		СМ 125-80- 315/4 Рыбницкий насосный завод	80	32	1500	2009		22	1500
11	насос	КНС №4 д.Афонино ул. Зелёная	FLYGT NZ 3202 SH 3~ 273 Xylem	157,2	44	2950	2017	2018	32	2950
	насос		СМ 100-65-200/2а Рыбницкий насосный завод	80	32	1500			30	1500
12	насос	КНС ГП НО НПЭК, с. Федяково	СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500		1997	40	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500		1997	40	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500		1998	40	1500
13	насос	КНС ул. Чачиной (по Тверскому проезду) д. 24 «Скорая помощь»	Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-036	25	15	2950	2018	2019	3	2950

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	насос	КНС ул. Студгородок ГСХИ, 17А	ФГ144/46а Рыбницкий насосный завод	120	32	1500		1998	22	1500
	насос		ФГ144/46а Рыбницкий насосный завод	130	38	1500		1997	30	1500
	насос		ФГ144/46а Рыбницкий насосный завод	130	38	1500		1997	30	1500
15	насос	КНС ул.Тропинина, 5 б	НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1500		1987	30	1500
	насос		НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1500		2005	30	1500
	насос		НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1500		2005	30	1500
	насос	КНС ул. Тропинина, 13 в «Жемчужина»	FLYGT 3153 Xylem	50	32	2950	2012	2013	11	2950
16	насос		FLYGT 3153 Xylem	50	32	1500	2012	2013	11	1500
17	насос	КНС Анкудиновское шоссе, д.24а	Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-036 «Предприяти е «Взлет»	25	15	1500	2018	2019	3	1500
18	насос	КНС № 15 «Красная поляна» Кстовский район, в районе д. Афонино, уч. 1	Иртыш РФ2 65/200.190-18,5/2-216 «Предприяти е «Взлет»	100	38	1500	2016	2016	18,5	1500
	насос		Иртыш РФ2 65/200.190-18,5/2-216 «Предприяти е «Взлет»	100	38	1500	2016	2016	18,5	1500
19	насос	КНС, тер. Набережной	WILA MTS 40/27 - 3-400 - 50-2	15	27	1500			1,7	1500
	насос	Гребного канала, 6А	WILA MTS 40/27 - 3-400 - 50-2	15	27	1500			1,7	1500
20	насос	КНС № 38 ПОС. ДАЛЬНИЙ Московское Шоссе, д. 318 В	СД100/40 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	100	40	2900	2002	2002	30	2950
	насос		FLYGT Xylem	110	40	2995	2011	2011	22	2995
	насос		FLYGT Xylem	110	40	2995	2011	2011	22	2995
21	насос	КНС 102 СОВХОЗ ГОРЬКОВСКИЙ	СД100/40 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	100	40	2900	2002	2002	30	2900

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос	Московское шоссе, д.304 К	«Иртыш»185Р Н ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	1480	2006	2006	18,5	1480
	насос		«Иртыш»185Р Н ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	1480	2006	2006	18,5	1480
22	насос	КНС ул.Лесной городок,6К	Flygt NZ 3153 HT 3~ 455 Xylem	125	14	1460	2019	2019	9	1460
	насос		Flygt NZ 3153 HT 3~ 455 Xylem	125	14	1460	2019	2019	9	1460
	насос		Flygt NZ 3153 HT 3~ 455 Xylem	125	14	1460	2019	2019	9	1460
23	насос	КНС ул.Подворная,7К	СД450/22,5 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	450	22,5	960	2003	2003	75	960
	насос		СД800/32 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	800	32	960	2006	2006	132	960
	насос		СД800/32 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	800	32	960	2005	2005	160	960
24	насос	КНС ул.Гороховецкая, 42А	СД160/45 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	160	45	1450	2001	2001	37	1450
	насос		«Иртыш»185Р Н ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	3000	2008	2008	18,5	3000
	насос		«Иртыш»185Р Н ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	3000	2008	2008	18,5	3000
25	насос	КНС ул. Металлист- ов, 6В	СД 450/56 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	450	56	1450	2008	2008	132	1450
	насос		СД 450/56 ЗАО «Рыбнинский насосный завод»	450	56	1450	2008	2008	132	1450
	насос		Flygt NZ 3315 HT 3~ 451 Xylem	450	56	1480	2018	2018	105	1480
	насос		Flygt NZ 3315 HT 3~ 451 Xylem	450	56	1480	2018	2018	105	1480
26	насос	Главная насосная станция ул. Должанская, 2б	Pentair Nijhuis HMF 1-70.81C Nijhuis Pompen B.V.	4000	25	350-580	2017	2017	335	350-580
	насос		Pentair Nijhuis HMF 1-70.81C Nijhuis Pompen B.V.	4000	25	350-580	2014	2014	335	350-580

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос		Pentair Nijhuis HMF 1-70.81C Nijhuis Pompen B.V.	4000	25	350-580	2015	2015	335	350-580
	насос		Pentair Nijhuis HMF 1-70.81C Nijhuis Pompen B.V.	4000	25	350-580	2015	2015	335	350-580
	насос		1ГРТ 4000/71 ОАО «Бобруйский машинострои тельный завод»	4000	71	500	1996	1996	1600	500
	насос		1ГРТ 4000/71 ОАО «Бобруйский машинострои тельный завод»	4000	71	500	2008	2008	1600	500
27	насос	КНС «Кавказ» ул. Интернациональ ная, д.96к «	FLYGT NZ 3400/805 Xylem	2000	24	990	2017	2018	180	990
	насос		FLYGT NZ 3400/805 Xylem	2000	24	990	2017	2018	180	990
	насос		СД 800/32б ЗАО «Рыбницкий насосный завод	2000	24	1000	2004	2004	200	1000
	насос		СД 800/32б ЗАО «Рыбницкий насосный завод	720	26,5	1000	2004	2004	200	1000
28	насос	КНС ул.Стрелка, 14а	FLYGT NT 3127 SH-3 Xylem	62,5	20,6	2900	2017	2018	7,4	2900
	насос		FLYGT NT 3127 SH-3 Xylem	62,5	20,6	2900	2017	2018	7,4	2900
29	насос	КНС №12 в саду 1 мая (ул.Октябрьской революции, 25 а)	ФГ 144\10.5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	144	10,5	960	2000	2000	30	960
	насос		ФГ 144\10.5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	144	10,5	960	2000	2000	30	960
30	насос	КНС Ярмарочная (ул.Совнаркомов ская, 13в)	SV 064B1 САРЛИН Sarlin pumps	50	10,5	3000	1996	1996	5,5	3000
	насос		SV 064B1 САРЛИН Sarlin pumps	50	10,5	3000	1996	1996	5,5	3000
31	насос	КНС № 13 ШКОЛА 176 МКР-ОН	«Иртыш» 75 РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
	насос	МЕЩЕРСКОЕ ОЗЕРО (ул. К.Маркса, д.32к)	FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1500	2011	2011	7,5	1500
	насос		FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1500	2011	2011	7,5	1500
32	насос	КНС ул.Ракетная, 17в	«Иртыш» РФ2 125/315.336-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500	2008	2008	15	1500

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос		«Иртыш» РФ2 125/315.336-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500	2008	2008	15	1500
33	насос	КНС ул.Фибролитова я,2в,	«Иртыш» РФ2 125/315.336-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500	2007	2007	15	1500
	насос		«Иртыш» РФ2 125/315.336-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500	2007	2007	15	1500
34	насос	КНС ул. Ракетная, 9б	Wilo FA 10.78Z Wilo SE	144	30	1450	2020	2020	26	1450
	насос		Wilo FA 10.78Z Wilo SE	144	30	1450	2020	2020	26	1450
	насос		Wilo FA 10.78Z Wilo SE	144	30	1450	2020	2020	26	1450
35	насос	КНС ул. Зеленодольская, 110в	Wilo FA 10.78Z Wilo SE	120	31	1450	2020	2020	26	1450
	насос		Wilo FA 10.78Z Wilo SE	120	31	1450	2020	2020	26	1450
	насос		Wilo FA 10.78Z Wilo SE	120	31	1450	2020	2020	26	1450
36	насос	КНС ул.Искры, 2в	WILO Rexa PRO C05DA- 328/EAD1E2- T0025-540-O Wilo SE	42,5	15,1	2848	2020	2020	3,2	2848
	насос		WILO Rexa PRO C05DA- 328/EAD1E2- T0025-540-O Wilo SE	42,5	15,1	2848	2020	2020	3,2	2848
37	насос	КНС ул. Менделеева,26в	«Иртыш» 30 ПФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	2940	2004	2004	3	2940
38	насос	КНС ул. Весенняя,17в	НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	128	30	1450	2001	2001	22	14501450
	насос		НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	128	30	1450	1997	1997	22	1450
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1450	1997	2017	37	1450

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
39	насос	КНС ул. Металлистов,3в «	СД 450/56 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	56	1450	2000	2000	132	1450
	насос		СД 450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод	450	22,5	1450	2003	2003	75	1450
40	насос	КНС ул. Конотопская, 14а	СД 160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1450	2003	2003	30	1450
	насос		«Иртыш» РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500	2008	2008	15	1500
	насос		«Иртыш» РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	1500		2008	15	1500
41	насос	КНС №1 ул.Чаадаева,1Г	СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2003	2003	75	960
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2011	2011	75	960
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2011	2011	75	960
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2006	2006	75	960
42	насос	КНС №4 ул.Черняховског о,22Г	СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	960	2002	2002	75	960
	насос		FLYGT Xylem	250	20	1480	2011	2011	22	1480
	насос		FLYGT Xylem	250	20	1480	2011	2011	22	1480
43	насос	КНС №5 ул.Красных Зорь,18Г	СД800/32 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32	960	2006	2006	132	960
	насос		СД800/32 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32	960	2006	2006	132	960
	насос		СД800/32 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32	960	2006	2006	132	960
44	насос	КНС 23 ул.Красных Зорь,23Е	СД100/40 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	100	40	2900	2002	2002	30	2900
	насос		Иртыш185РН ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	3000	2010	2010	18,5	3000
	насос		Иртыш185РН ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	30	3000	2010	2010	18,5	3000

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
45	насос	КНС ул.Мечникова, 73Г	СД100/40 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	100	40	2900	2002	2002	30	2900
	насос		«Иртыш»75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2006	7,5	1500
	насос		«Иртыш»75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2006	7,5	1500
46	насос	КНС №8 ул.Александра Люкина,5Г	СД800/32 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32	960	2011	2011	110	960
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1450	2003	2003	75	1450
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	960	2011	2011	37	960
47	насос	КНС №13 ул.Красных Зорь,13Г	СД100/40 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	100	40	2900	2000	2000	30	2900
	насос		«Иртыш»75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
	насос		«Иртыш»75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
48	насос	КНС №15 ул.Лобачевского, 16	Иртыш 30 ПФ-023 ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	3000	2006	2006	3	3000
49	насос	КНС ул.Березовская, 102в,	«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
	насос		«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
50	насос	КНС №4 ул.Куйбышева, 51 а	FLYGT NZ 3153 HT 3-456 Xylem	130	12,5	960	2017	2018	7,5	960
	насос		FLYGT NZ 3153 HT 3-456 Xylem	130	12,5	960	2017	2018	7,5	960
51	насос	КНС ул. Кима, 339А	«Иртыш» 370РМ ОДО «Предприяти е «Взлет»	250	30	1500	2005	2006	37	1500
	насос		«Иртыш» 370РМ ОДО «Предприяти е «Взлет»	250	30	1500	2005	2006	37	1500
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1450	2002	2002	37	1450
52	насос	КНС ул. Полесская, 11А	СД50/10 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	50	10	1500	2011	2011	4	1500
	насос		Иртыш РФ2 65/250.20 5-4/4-226 ОДО «Предприяти е «Взлет»	50	10	1500	2018	2018	4	1500

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
53	насос	КНС Бульвар Юбилейный, 30Б	Иртыш 30 ПФ -023 ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	3000	2002	2002	3	3000
54	насос	КНС ул.Федосеенко, 88Г	НС160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1500	1993	1993	30	1500
	насос		НС160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1500	1993	1993	30	1500
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	1993	1993	37	1500
55	насос	КНС №43 ул.Зайцева, д.17а	СМ 250-200- 400/6 Рыбницкий насосный завод	530	22	960	1998	1998	75	960
	насос		СМ 250-200- 400/6 Рыбницкий насосный завод	530	22	960	1998	1998	75	960
	насос		«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2007	2007	7,5	1500
	насос		«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2003	2003	7,5	1500
56	насос	КНС №1 ул.Коминтерна, 59	Иртыш РФ2 150/315 ОДО «Предприяти е «Взлет»	400	20	1470	2017	2018	45	1470
	насос		Иртыш РФ2 150/315 ОДО «Предприяти е «Взлет»	400	20	1470	2017	2018	45	1470
	насос		ФГ 450/22,5 Рыбницкий насосный завод	450	22,5	960	1980	1980	55	960
	насос		ФГ 450/22,5 Рыбницкий насосный завод	450	22,5	960	1980	1980	55	960
57	насос	КНС №5 ул.Мокроусова, 7а	СД250/22.5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	960	2002	2002	37	960
	насос		FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480	2010	2010	22	1480
	насос		FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480	2010	2010	22	1480
58	насос	КНС № 10 ул.Гаугеля, 5а	FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480	2010	2010	22	1480
	насос		FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480	2010	2010	22	1480
	насос		НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1450	1995	1995	37	1450

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
59	насос	КНС № 11 ул.Гаугеля, 24а	НС 160/45 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	160	45	1450	1995	1995	37	1450
	насос		«Иртыш» РФ2.125/400. 406-18,5/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	125	22	1000	2008	2008	18,5	1000
	насос		«Иртыш» РФ2.125/400. 406-18,5/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	125	22	1000	2008	2008	18,5	1000
60	насос		«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
	насос	КНС № 15 ул.Стрелковая, 79а	«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
61	насос	КНС №34 ул. Озерная, д.2 линия 5а	«Иртыш»75 РК ОДО «Предприяти е «Взлет»	50	20	3000	2006	2006	7,5	3000
	насос		ИРТЫШ РП1 100/240.238-7,5/4-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	50	20	3000	2006	2006	7,5	3000
62	насос	К НС ул. Левинка, 39г	«Иртыш»30П Ф1 ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	3000	2005	2005	3	3000
63	насос	КНС ул.Баренца, 23а	«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
	насос		«Иртыш» 75РФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	1500	2005	2005	7,5	1500
64	насос	КНС ул. Зайцева 31	СД 450/22.5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2011	2011	75	960
	насос		СД 450/22.5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	960	2011	2011	75	960
	насос		СМ 250-200- 400/6 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	530	22	960	2002	2002	75	960
65	насос	КНС для роддома №5 ул. Березовская, 85	Wilo Rexa Cut GI03.26/S-T 15-2-540 Wilo SE	20	26,5	2850	2019	2019	1,5	2850
	насос		Wilo Rexa Cut GI03.26/S-T 15-2-540 Wilo SE	20	26,5	2860	2019	2019	1,5	2850
66	насос	КНС Берёзовая Пойма ул. Брикетная 12-14	Иртыш ПФ2 65/135,130-3/2-026 «Предприяти е «Взлет»	25	15	2940	2020	2020	3.0	2940

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
67	насос		СД 450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	23	1000			75	1000
	насос	КНС ул. Мончегорская,12 а	СД 450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	23	1000			75	1000
	насос		СМ250-200- 400/6 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	400	22	1000			75	1000
68	насос	КНС п. Мостоотряд,18в	СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1470			37	1470
	насос		СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1470			37	1470
	насос		СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1470			37	1470
69	насос	КНС ул. Береговая, 14а	СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	1998		37	1500
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	1996		30	1500
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2005		45	1500
70	насос	КНС ул.Героя Советского Союза Бахтина,10а	насос погружной GRUNDFOS SL1.80.100.75 .4.51D.B	130	14				7,5	
	насос		насос погружной GRUNDFOS SL1.80.100.75 .4.51D.B	130	14				7,5	
71	насос	КНС №2 пр. Бусыгина,36б	Насос Flygt NZ 3202 HT 3~ 458 Xylem	254	23,3			2018	30	
	насос		Насос Flygt NZ 3202 HT 3~ 458 Xylem	254	23,3			2018	30	
72	насос	КНС №3 ул. Дружаева, 24б	СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500			37	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500			37	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500			37	1500
73	насос	КНС №4 ул. Толбухина,17а	Flygt NZ 3202 HT 3~ 454 Xylem	209	35	1475		2018	37	1475
	насос		Flygt NZ 3202 HT 3~ 454 Xylem	209	35	1475		2018	37	1475

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
74	насос	КНС №5 ул.Красных Партизан, 2в	Wilo Fa 10.33E Wilo SE	80	22,5				22	
	насос		Wilo Fa 10.33E Wilo SE	80	22,5				37	
75	насос	КНС №6 ул. Спутника,2в	СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		37	1500
	насос		НС 250/22,5 АО «Городецкий судоремонтно механический завод»	250	22,5	1500			45	1500
76	насос	КНС №7 ул. Мончегорская, 13в	СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
77	насос	КНС№9 ул. Дуденевская,5б	СМ 150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		37	1500
	насос		СМ 150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		45	1500
78	насос	КНС№10 пр. Ленина, 94б	СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000			110	1000
	насос		СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000	2006		160	1000
	насос		СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000	2013		132	1000
79	насос	КНС№10а ул.Фучика,4б	СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000	2007		110	1000
	насос		СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000	2013		160	1000
	насос		СД800/32,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32,5	1000			132	
80	насос	КНС№11 ул. Героя Советского Союза Прыгунова,29б	СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
	насос		ФГ216/24 Рыбницкий насосный завод	216	24	1000			55	1000
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500			45	1500
81	насос	КНС №12а ул. Красных партизан,16б	Flygt NZ 3315.180 LT3-623 Xylem	1400	30	985			75	985
	насос		Flygt NZ 3315.180 LT3-623 Xylem	1400	30	985			75	985

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос		Flygt NZ 3315.180 LT3-623 Xylem	1400	30	985			75	985
82	насос	КНС №13 ул. Раевского,3б	СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		37	1500
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500			37	1500
83	насос	КНС №14 ул.Южное шоссе, 21г	ФГ-216/24 Рыбницкий насосный завод	250	22,5	1500			30	1500
	насос		СД250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		45	1500
	насос		СД 160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1500			37	1500
84	насос	КНС №15 ул. Переходникова1 0б	СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000	1989		55	1000
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2006		37	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1000			37	1000
85	насос	КНС №16 6-Й МИКРОРАЙОН, 17 г	ФГ 450/22,5 Рыбницкий насосный завод	450	22,5	1000			75	1000
	насос		СМ250-200- 400/6 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	400	22	1000	2013		75	1000
	насос		СМ250-200- 400/6 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	400	22	1000	2013		75	1000
86	насос	КНС №17, ул. Веденяпина 25в	СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2011		37	1500
	насос		ФГ216/24 Рыбницкий насосный завод	216	24	1000			37	1000
	насос		СМ150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		37	1500
87	насос	КНС №19 ул.Дворовая, 27б	СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500	2013		37	1500
88	насос	КНС №20 ул.Строкина,5в	СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000			55	1000

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000			55	1000
	насос		СД800/33 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	32				160	
89	насос	КНС №21 ул.Строкина,16б	СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000	2013		75	1000
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000	2013		75	1000
	насос		СМ250-200- 400\6 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	400	22	1500	2013		75	1500
90	насос	КНС №22 ул.Космическая4 4 б	«Иртыш» 185РМ20 ОДО «Предприяти е «Взлет»	105	34				22	
	насос		«Иртыш» 185РМ20 ОДО «Предприяти е «Взлет»	105	34				22	
	насос		СМ125-80- 315/4 «Рыбницкий насосный завод»	80	32				22	
91	насос	КНС №23 ул.Патриотов, 53б	Flygt NZ 3171.181- S1160156 Xylem	205	24			2018	22	
	насос		Flygt NZ 3171.181- S1160156 Xylem	205	24			2018	22	
	насос		СМ 150-125- 315/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	200	32	1500	2013		45	1500
92	насос	КНС №24 6-й МКР-Н, 43б	ФГ 216/24 Рыбницкий насосный завод	216	24	1500	2013		37	1500
	насос		ФГ 216/24 Рыбницкий насосный завод	216	24	1500			37	1500
93	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000	2013		55	1000
	насос	КНС №26 ул.Коломенская, 6б	СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1500			37	1500
	насос		СД450/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	450	22,5	1000			55	1000
94	насос	КНС №27 ул.Красноуральс кая,3б	СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1500	2006		37	1500
	насос		СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1500	2013		37	1500
	насос		СД160/45 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	160	45	1500	2007		37	1500
95	насос		FLYGT NP3171MT Xylem	288	60	1480			22	1480

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос	КНС №29 ул. Космическая,30в	FLYGT NP3171MT Xylem	288	60	1480			22	1480
96	насос	КНС «Чусовая» ул.Ковпака,1в	1СД 2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2013		630	750
	насос		1СД 2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2013		630	750
	насос		1СД 2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2013		800	750
	насос		1СД 2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2013		800	750
	насос		«Севатек» К- 500-632-S08	200	35	960			315	960
97	насос	КНС «Юго-Западная» ул.Южное шоссе, 12а	СД2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2011		500	750
	насос		СД2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750			500	750
	насос		СД2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	2180	63	750	2011		500	750
	насос		2СД2400/75а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	1500	65	750	2010		500	750
98	насос	КНС пос. Аэропорт	СМ 100-65- 200/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	50	13	1450			6	1450
	насос		СМ 100-65- 200/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	50	13				6	1450
99	насос	КНС ул. Янки Купалы, 28 Б	GRUNDFOS S1074H1B511	260	22	1500	2010		9,6	1500
	насос		GRUNDFOS S1074H1B511	260	22	1500	2010		9,6	1500
100	насос	КНС пр.Молодежный, 31 А	GRUNDFOS SL1.80.100.75 .4.51D.B	260	22	1460			9	1460
	насос		GRUNDFOS SL1.80.100.75 .4.51D.B	260	22	1460			9	1460
101	насос	КНС№3 ул.Адмирала Нахимова, 10б	СД 250/22,5 б ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	205	16	1450			22	1450
	насос		FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480		2010	22	1480
	насос		FLYGT 3171 Xylem	250	17,5	1480		2010	22	1480
102	насос		FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1480		2011	7,5	1480

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос	КНС №6 ул.Космонавта Комарова, 13г	FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1480		2011	7,5	1480
103	насос	КНС №7 ул.Космонавта Комарова, 21а	FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1480		2011	7,5	1480
	насос		FLYGT 3153 Xylem	125	12,5	1480		2011	7,5	1480
104	насос	КНС №9 ул.Космонавта Комарова,14в	Насос Flygt NZ 3202 HT 3~ 458 Xylem	254,5	23,3			2018	30	
	насос		Насос Flygt NZ 3202 HT 3~ 458 Xylem	254,5	23,3			2018	30	
	насос		СД 250/22,5 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	250	22,5	1450			30	1450
105	насос	КНС №14 ул.Героя Самочкина, 29а	СД 800/32а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	720	26,6	960			132	960
	насос		СД 800/32а ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	50	1450			160	1450
	насос		2СМ 250-200-400/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	50	1450			160	1450
	насос		2СМ 250-200-400/4 ЗАО «Рыбницкий насосный завод»	800	50	1450			160	1450
106	насос	КНС пр.Ленина,79 в	Иртыш РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	3000		2009	15	3000
	насос		Иртыш РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	3000		2009	15	3000
107	насос	КНС ул.Космонавта Комарова, 9 б	«Иртыш»75П Ф ОДО «Предприяти е «Взлет»	100	10	3000		2004	8	3000
108	насос	КНС ул.Днепропетровская, 1а	«Иртыш» ПФ2 125/400.370-45/4-016 ОДО «Предприяти е «Взлет»	200	42	3000			40	3000
	насос		«Иртыш» ПФ2 125/400.370-45/4-016 ОДО «Предприяти е «Взлет»	200	42	3000		2017	40	3000

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос		«Иртыш» ПФ2 125/400.370-45/4-016 ОДО «Предприяти е «Взлет»	200	42	3000		2018	40	3000
109	насос	КНС ул.Снежная, у д. 17б	«Иртыш» 30 ПФ ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	3000	2004	2005	3	3000
110	насос	КНС ул. Адмирала Нахимова, д.1а	«Иртыш» РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	3000		2009	15	3000
	насос		«Иртыш» РФ2 125/315.3 36-15/6-206 ОДО «Предприяти е «Взлет»	130	14	3000		2009	15	3000
111	насос	КНС ул. Шлиссельбургская, у д. 25	Иртыш ПФ1 65/160.132-3/2-026 ОДО «Предприяти е «Взлет»	25	15	3000	2004		3	3000
112	насос	КНС ул.Удмуртская д.37/1	Иртыш 11ПФ- 026-к «Предприяти е «Взлет»	16	8		2007		1	
113	насос	КНС ул. Кутузова, 6	«Иртыш» 30 ПФ «Предприяти е «Взлет»	85	10				4	
	насос		«Грундфос» AP 51.65.17.3	85	10			1996	4	
114	насос	КНС ул.Героя Самочкина, 23	«Грундфос» SEG 40.26-2	19	33,8	2870			4	2870
	насос		«Грундфос» SEG 40.26-2	19	33,8	2870			4	2870
115	насос	КНС ул. А. Нахимова, 13	Flygt NZ 3153 HT 3~ 456 Xylem	162	10			2019	14	
	насос		Flygt NZ 3153 HT 3~ 456 Xylem	162	10			2019	14	
116	насос	КНС ул. Композиторская, д.20	«Грундфос» S1134M1A511	180	12			2005	14	
	насос		Иртыш ПФ2 200/265.249-15/4-006 ПФ «Предприяти е «Взлет»	220	12				13	
117	насос	КНС №41 в границах улиц Героя	«Грундфос» S1.100.200.85 0.4.70H.S.432. G.N.D	612	75	1478			85	1478

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	насос	Шнитникова, Булавина и реки ОКА (микрорайон «Юг», очередь строительства)	«Грундфос» S1.100.200.85 0.4.70H.S.432. G.N.D	612	75	1478			85	1478
Нижегородская станция аэрации, наб.Гребного канала,1										
1,	Насосы для выгрузки сырого осадка	Насосная станция сырого осадка I-ой очереди	См150-125- 15№2 Рыбницкий насосный завод, Молдова	140	22,5	**1000**	1990	1993	22	1000
			НС-250 №3 Городецкий судоремонтном еханический завод	250	22,5	**1500**	1994	1996	40	1500
			НС-250 №4 Рыбницкий насосный завод, Молдова	250	22,5	1500	1993	1996	40	1500
			НС-250 №6 Городецкий судоремонтном еханический завод	250	22,5	1500	1993	1996	40	1500
2	Насосы для удаления жировых веществ из жиросборников	Насосная станция сырого осадка I-ой очереди	НС-250 №5 Городецкий судоремонтноме ханический завод	250	22,5	1500	1992	1996	40	1500
			НС-250 №6 Городецкий доремонтномех нический	250	22,5	1500	1996	1996	40	1500
3,	Насосы для удаления жировых ве- ществ из жиросборников	Насосная станция сырого осадка II-ой очереди	5Ф-12 №1 Рыбницкий насосный завод, Молдова	216	24	1500	1986	1986	45	1500
			5Ф-6 №2 Рыбницкий насосный завод, Молдова	118	32	1500	1986	1986	45	1500
4	Насос для опорожнения первичных отстойников	Насосная станция сырого осадка II-ой очереди	8Ф-12 №3 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1988	1988	75	1000
5			НС-250 №4 Городецкий судоремонтно	200	22,5	1500	1999	1999	30	1500

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Насосы для выгрузки сырого осадка	Насосная станция сырого осадка II-ой очереди	механический завод							
			НС-250 №5 Городецкий судоремонтно механический завод	200	22,5	1500	1996	1996	40	1500
			5Ф-12 №6 Рыбницкий насосный завод, Молдова	200	24	1500	1986	1986	40	1500
6	Насос для опорожнения вторичных отстойников, аэротенков и эрлифтных камер	Насосная станция избыточного активного ила I-ой очереди	8Ф-12 №1 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1975	1975	75	1000
7	Насосы для перекачки избыточного активного ила	Насосная станция избыточного активного ила I-ой очереди	СМ-150 №2 Рыбницкий насосный завод, Молдова	200	32		1996	1996	30	1000
			СМ-150 №3 Рыбницкий насосный завод, Молдова	200	32		1996	1996	30	1000
			8Ф-12 №4 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1986	1986	45	1000
8,	Насос для откачки хозяйственно- бытовых и дренажных стоков	Насосная станция избыточного активного ила I-ой очереди	3Ф-12 №8 Рыбницкий насосный завод, Молдова	80	20		1983	1983	7,5	1500
9	Насосы для подачи возвратного ила в аэротенки I-ой очереди	Эрлифтная камера	Flygt PL 7061-605 №1 Швеция	2100	18000	750	2010	2011	45	750
			Flygt PL 7061-605 №2 Швеция	2175	18000		2008	2009	45	750
10,	Насосы для перекачки избыточного активного ила	Насосная станция избыточного активного ила II-ой очереди	8Ф-12 №1 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1997	1997	75	1000
			СМ-150 №2 Рыбницкий насосный завод, Молдова	200	32	1000	1992	1992	45	1000
			8Ф-12 №3 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1986	1986	75	1000

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11,	Насос для опорожнения вторичных отстойников, аэротенков и	Насосная станция избыточного активного ила II-ой очереди	8Ф-12 №4 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1986	1986	75	1000
	эрлифтных камер		8Ф-12 №5 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1986	1986	75	1000
12,	Насосы для подачи технической воды на хлораторную	Насосная станция избыточного активного ила II-ой очереди	Д-315/71 №6 ОАО «Ливгидрома ш», г. Ливны	315	71	3000	2006	2006	110	3000
			Д-315/71 №7 ОАО «Ливгидрома ш», г. Ливны	315	71	1500	2003	2003	25	1500
13,	Насос для откачки хозяйственно- бытовых и дренажных стоков	Насосная станция избыточного активного ила II-ой очереди	СД25/14	25	15	1500	2003	2003	25	1500
14	Насосы для подачи возвратного ила в аэротенки II-ой очереди	Эрлифтная камера	Flygt PL 7061-605 №3 Швеция	2175	18000	750	2015	2015	45	750
			Flygt PL 7061-605 №4 Швеция	2175	18000	750	2015	2015	45	750
			Flygt PL 7061-605 №5 Швеция	2175	18000	750	2018	2018	45	750
15,	Нагнетатели	Воздуходувная станция	Н-750-23-6 №1-8 Хабаровское предприятие п/я№М5878	750	–		1974	1975	1250	3000
16,	Насос для циркуляции нейтрализующ его раствора	Хлораторная	К 100-65-200 Катайский насосный завод, Курганская область	90	40	3000	1991	1991	22	3000
17,	Насосы для перекачки и перемеши- вания осадка в вертикальной плоскости метантенков	Иловая насосная станция	СД800/32 №1 Рыбницкий насосный завод, Молдова	800	32	1000	2007	2007	160	1000
			СД800/32 №2 Рыбницкий насосный завод, Молдова	800	32	1000	2007	2007	160	1000
18,	Насосы для загрузки смеси сырого осадка и	Иловая насосная станция	СД450/22,5 №7 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1988	1988	55	1000

п/п	Наименование оборудования	Место установки	Тип, марка оборудования , завод изготовитель	Технические характеристики			Год выпуска	Год ввода	Технические характеристики эл./привода	
				Q	H	n			N	n
				м3/час	м	об/мин.			кВт	об/мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	уплотненного ила в метантенки		СД450/22,5 №8 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1995	1995	55	1000
19,	Насосы для перекачки сброженого	Иловая насосная станция	СД450/22,5 №3 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1984	1984	55	1000
	осадка на иловые поля		СД450/22,5 №4 Рыбницкий насосный завод, Молдова	450	22,5	1000	1987	1987	55	1000
20,	Насос для опорожнения илоуплот- нителей	Иловая насосная станция	СМ-150-125- 315 №5 Рыбницкий насосный завод, Молдова	200	32	1500	1993	1993	37	1500
21,	Насосы для перекачки стоков из ре- зервуара хозяйственно-фекальных вод	Иловая насосная станция	5Ф-12 №10 Рыбницкий насосный завод,Молдова	216	22,5	1500	1986	1986	37	1500
			5Ф-12 №11 Рыбницкий насосный завод, Молдова	216	22,5	1000	1984	1984	45	1000
22,	Насосы для удаления дренажной воды из приямков	Иловая насосная станция	4ФВ-9 №18 Рыбницкий насосный завод, Молдова	73	15,3	1000	1974	1974	7,5	1000
			4ФВ-9 №19 Рыбницкий насосный завод, Молдова	73	15,3	1500	1975	1975	7,5	1500
23	Насосы для перекачки иловой воды в голову очистных сооружений	Дренажная насосная станция	Flygt PL Швеция	2500	22,5	1500	2019	2020	40	1500
			Flygt PL Швеция	250	22,5	1500	2019	2020	45	1500
24,	Насос вертикальный для удаления воды из приямков	Дренажная насосная станция	4ФВ-9	73	15,5	1500	1988	1988	7,5	1500
25,	Насосы для перекачки стоков из ре- зервуара хозяйственно-фекальных вод	НСХФВ	5Ф-12 Городецкий судоремонтно механический завод	144	9,2	100	1980	1980	10	1000
			5Ф-12 Городецкий судоремонтно механический завод	144	9,2	1000	1980	1980	10	1000
			5Ф-12 Городецкий судоремонтно механический завод	144	9,2	1000	1973	1973	10	1000

Сведения о техническом состоянии объектов систем водоотведения ООО «Заводские сети»:

Очистные сооружения «Промстоки» 1974-го года постройки выполняют функцию общезаводских локальных очистных сооружений для большей части промышленно-ливневого стока Нижегородской промышленной площадки предприятий Группы Газ.

ООО «Заводские сети» эксплуатирует очистные сооружения проектной производительностью 175 тыс. м3/сутки.

ООО «Заводские сети» эксплуатирует 8 насосных станций, в том числе по перекачке хозяйственно-бытовых стоков 5 станций, по перекачке промливневых стоков и гидрозола – 3 насосные станции (КНС промливневых стоков, Северная насосная станция, Северная перекачка)

ООО «Заводские сети» эксплуатирует 5 канализационных насосных станций фекальных стоков:

- КФНС (Комсомольская КНС) - 4 насоса Q=800 м3/ч, 1 насос Q= 450 м3/ч
- КНС промышленно-бытовых стоков - 5 насосов Q= 2400 м3/ч
- Южная КНС - 3 насоса Q=2400 м3/ч, 2 насоса Q= 800 м3/ч
- КНС ОУЦ - 3 насоса Q=144 м3/ч
- Пульпонасосная станция - 4 насоса Q=1400 м3/ч.

Характеристика и распределение насосного оборудования по канализационным насосным станциям ООО «Заводские сети» отражены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 - Характеристика и распределение насосного оборудования по канализационным насосным станциям ООО «Заводские сети»

№ п/п	Наименование станции	Тип насоса	Производительность, $м^3/ч$	Общ. кол-во шт.	Номер и тип электродвигателя	Мощность кВт	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7	8
	Фекальные стоки						
1	Пульпо-насосная станция	ГРАТ1400/40	1400	2	№ 3, 4 А13-52-8	500	1977
		ГРТ 1600/50	1400	2	№ 1, 2 А4-450УК-8	500	
2	КНС Комсомольская	СД 800/33	800	4	№ 1 А51-315-80-6	145	1948
					№ 2 АО3-355-6УЗ	160	
					№ 3 А355-6УЗ	160	
					№ 4 4АМН-280М- 6УЗ	110	
		СД 450/22,5	450	1	№ 5 А51-315-80-6	75	
3	КНС ОУЦ	ФГ 216/24,5	144	3	№ 1,2,3 5А-200-М4	45	1978
4	Южная КНС	СД 2400/75,5	2400	3	№ 1 ,4 А13-62-8	630	1972
		ГРТ 800/71	800	2	№ 3 А4-400У-8УЗ	630	
5	КНС промышленно-бытовых стоков	СД 2400/75	2400	5	№ 1…№ 5 АД15-62-8	800	1992

Источник: Инвестиционная программа ООО «Заводские сети» на 2021 -2023 годы, утвержденная Приказом Министерства ЖКХ город Нижнего Новгорода от 30.10.2020 № 329-353/20П/од

Система водоотведения п.Новинки и п.Кудьма.

Схема канализации п. Новинки следующая: сточные воды от многоквартирной жилой застройки и общественных зданий собираются системой самотечных коллекторов в КНС производительностью 150 м3/сут, откуда по напорному коллектору диаметром 200 мм и протяженностью 1 км транспортируются на биологические очистные сооружения производительностью 300 м3/сут.

Протяженность дворовых канализационных сетей п. Новинки диаметром 110-160 мм составляет 3,483км.

В 2016 г. на одном из присоединяемых к п. Новинки участков введены в эксплуатацию вновь построенные очистные сооружения для механической и биологической очистки без полей фильтрации и орошения. Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 п. 7.1.13 санитарно-защитная зона таких очистных составляет 300 м. В 2016 г. произведено строительство коллектора от данных очистных сооружений для сброса очищенных сточных вод в р. Кудьма.

В п. Кудьма сточные воды от многоквартирной жилой застройки перекачиваются канализационной насосной станцией производительностью 240 м3/сут по напорному коллектору диаметром 100 мм протяженностью 2,3 км на биологические пруды накопители общей производительностью 500 м3/сут. Протяженность дворовых канализационных сетей п.Кудьма диаметром 100 мм составляет 5,2 км.

Система водоотведения предприятий.

В г. Нижнем Новгороде 59 предприятий имеют 129 объектов локальных очистных сооружений (ЛОС), перечень которых приведен в таблице 3.5.4. На указанных ЛОС применяются различные методы очистки:

Таблица 3.5.4 - Методы очистки на ЛОС

№ п/п	Применяемый методочистки	Заречная часть	Нагорная часть	Всего
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	механический	51	15	66
2	физико-химический	20	4	24
3	реагентный (химический)	15	11	26
4	Комбинированный (механический и физико-химический; химический и физико-химический)	9	3	12
5	Реагентный и ионообменный	1		1
6	**ИТОГО:**	**96**	**33**	**129**

Самым крупным промышленным предприятием в г. Нижнем Новгороде является ОАО «ГАЗ», систему водоотведения которого эксплуатирует ООО «Заводские сети». У абонента в эксплуатации находится 17 крупных локальных очистных сооружений, в т.ч. механические очистные сооружения проектной мощностью 176 тыс. м3/сут., проектная эффективность очистки от нефтепродуктов - 75 %. Очистные сооружения физико-химической очистки ОАО «ГАЗ» имеют высокую степень очистки и соответствуют проектным параметрам- 99-100 %.

Практически все ЛОС предприятий города работают на 1/3 своей проектной мощности.

Подробная информация о характеристиках локальных очистных сооружений абонентов АО «Нижегородский водоканал» отражена в таблице 3.5.5.

Таблица 3.5.5 - Характеристика локальных очистных сооружений абонентов АО «Нижегородский водоканал»

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
Заречная часть города						
ОАО «ГАЗ» автомобильнаяпромышленность -	1	Общезаводские механические ОС	проект - 176 тыс.м3/сут. факт- 36 тыс.м3/сут.	нефтепродукты	75	65
				взвешенные вещества	56	62
	1	механический способ очистки	проект- 60,5тыс.м3/сут. факт- 5 тыс.м3/сут.	нефтепродукты	-	0,5мг/л
				взвешенные вещества	-	24-38 мг/л
	1	Реагентный и ионообменный способ очистки	проект-200 м3/сут. факт- 200 м3/сут.	цианиды	100	100
				хром общ.	99	99
				медь	99	99
				никель	99	99
				цинк	99	99
	3	реагентный метод очистки	проект -3,0 тыс.м3/сут. факт - 0,85 тыс.м3/сут.	железо цианиды	99	99
					99	99
				хром общ.	98	99
				медь	98	98
				никель	97	99
	5	физико- химический метод очистки физико-химическийметод очистки	проект- 810 м3/сут.факт- 416м3/сут. проект - 994 м3/сут. факт- 424 м3/сут.	цинк	90	94
				железо нефтепродукты взвешенные вещества	90 5,0мг/л 113 мг/л	95 до 1,3 мг/л до 30 мг/л0,1мг/л
				никель	0,1мг/л	
				цинк	0,1мг/л	0,4 мг/л
				железо	2,0 мг/л	0,3 мг/л
	6			фосфаты	4,0 мг/л	0,17-6,4 мг/л
ООО «Нижегородские моторы» Автомобильная промышленность	4	механическойметод очистки	проект -4 632 м3/сут.факт-280 м3/сут.	нефтепродукты	80	79
	1	физико- химический метод	проект -715 м3/сут.факт-70 м3/сут.	цианиды хром 6+	100 100	99 100

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
		очистки				
	1	физико- химический метод очистки	проект –50 м3/сут.факт-10 м3/сут.	железо медь сульфаты	ПДК при- ема вЦСВО	1,1 мг/л 0,04 мг/л 100 мг/л
ОАО «Нормаль»	1	физико- химический метод очистки	проект- 600 м3/сут.	железо	98	80
Авиационная промышленность		химический метод очистки	факт- 320 м3/сут.	хром общ.медь никель кадмий цинк	99 99 98 98 98	80 80 75 75 75
ОАО «ГЗАС им. А.С. Попова» производство радиоаппаратуры	1	реагентный метод очистки	проект - 2 тыс. м3/сут. факт - 0,09тыс. м3/сут.	хром общ. медь никель цинк железо	99 90 90 90 99	99 99 99 73 85
ОАО «Нижегородский масло-жировой комбинат» пищевая промышленность	1 1 5	физико- химическая физико- химическая механический	проект- 1,05тыс.м3/сут. факт - 1,05тыс.м3/сут. проект-2,05тыс.м3/сут. факт- 2,05тыс.м3/сут. проект -1,95тыс.м3/сут. факт - 0,523тыс.м3/сут.	взвешенные вещества жиры ХПК БПК взвешенные вещества жиры жиры	85 95 75 70 90 88 50	90 95 75 70 90 88 40
ОАО «РЖД» : пассажирские, локомотивныедепо, обслуживание по- движного состава	7	механический,физико-химический метод очистки	проект - 2,0тыс.м3/сут. факт - 0,7тыс.м3/сут.	нефтепродукты взвешенные вещества	97 95	94 95
ОАО»Красный Якорь» производство цепей	1	реагентный метод очистки	проект – 850 м3/сут. факт - 150 м3/сут.	железо цинк	99 99	99 99

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
				хром общий	99	99
ООО ТП «Нижегородец» Техническое обслуживание автомобилей	1	механическийметод очистки	проект -188 м3/сут. факт - 96 м3/сут.	нефтепродукты взвешенные вещества	97 98	81 86
ООО «Метро Кэш энд Кер- ри» производство полуфабрикатов	2	механическийметод очистки	проект - 50м3/сут. факт -13 м3/сут.	жиры	50	50
ООО «Перекресток» производство полуфабрикатов	1	механическийметод очистки	проект - 50 м3/сут. факт - 20 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	83 70
ООО «Лента» производство полуфабрикатов	3 1	механическийметод очистки	проект – 395 м3/сут. факт-66 м3/сут. проект– 72 м3/сут. факт- 36 м3/сут.	жиры нефтепродукты	50 1,0мг/л	50 0,8 мг/л
Торговый центр «РИО» производство полуфабрикатов	3	механическийметод очистки	проект – 150 м3/сут. факт– 60 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	86 69
ООО «Сладкая жизнь» производство полуфабрикатов	4	механическийметод очистки	проект – 200 м3/сут. факт-70 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	85 67
ООО «Красноборское» производство полуфабрикатов	1	механическийметод очистки	проект - 50 м3/сут. факт -13 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	56 69
ООО «НЕКСТ» производство полуфабрикотов	1	механическийметод очистки	проект - 50 м3/сут. факт -20 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	68 69
ОП «Республика»	1	механический	проект - 78 м3/сут.	жиры	80	79
ООО «Директория» производство полуфабрикатов		метод очистки	факт- 21 м3/сут.	взвешенные вещества	50	57
ОП «Седьмое небо» ООО «Директория» произ-водство полуфабрикатов	8	механическийметод очистки	проект - 630 м3/сут. факт- 70 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	80 50	80 50
ООО «Макдоналдс» рестораны быстрого питания	2	механическийметод очистки	проект – 60 м3/сут.факт–43 м3/сут.	жиры	80	79
ОАО «Завод «Красная Этна» металлообработка	2	реагентный метод очистки	проект - 1500 м3/сут.факт- 250 м3/сут.	железо никель цинк медь	98 97 97 97	80 97 91 90

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
		физико-химическаяочистка	проект - 1025м3/сут.факт-20м3/сут.	хром+3 циан нефтепродукты	- 100 99	95 100 99
ОАО «НАЗ «Сокол» авиастроение	8	механическая	Каждого из 7-ти о/с	нефтепродукты	85	80
		Очистка сточныхвод реагентный метод очистки	проект – 6 м3/час.факт-2 м3/час, проект - 3200м3/сут.факт - 560м3/сут.	взвешенные вещества железо никель цинк медь хром+3хром+6 циан кадмий алюминий	80 80 80 80 80 80 80 80 80 80	60 77 75 78 77 77 75 77 75 77
ОАО «Нижегородский машиностроительный завод» машиностроение	1	реагентный метод очистки	проект - 162,63м3/час.факт-0,92м3/час.	железо никель медь хром+3 хром+6 циан цинк кадмий	- - - - - - -	97 99 99 100 100 100 99
					-	99
ЗАО «Нижегородскиесорбенты» переработканефтепродуктов	2	физико- химическая очистка сточныхвод	проект - 2,2 м3/час.факт - 2,75м3/час. проект - 3,75 м3/час.факт -2,72 м3/час.	взвешенные вещества сульфиды нефтепродуктывзвешенные вещества алюминий	98 98 98 98 98	92 95 90 90 88
ООО «НПО «Автопромагрегат» металлообработка	1	реагентно-сорбционныйметод	проект- 10 м3/час. факт- 7 м3/час	Хром 6+ Хром 3+ железо цинкмедь	100 99 42 98 98	100 99 99 99 99
ООО «БЦР - Автоплюс» автомойка	2	механическая очистка сточныхвод	план- 50 м3/сут. факт-24,5 м3/сут.	Взвешенные вещества нефтепродукты	98 88	70 66
ОАО «Завод «Красное Сормово» машиностроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 2880 м3/сут.факт - 55м3/сут.	железо медь цинк	99 99 99	98 90 99

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
				никель хром	99 99	91 99
ЗАО «АвиаТехМас» - производство технических масел	1	механическая, физико-химическая очистка сточных вод	проект - 274 м3/сут. факт - 140 м3/сут.	нефтепродукты взвешенные вещества ХПК	92 80 38	95 - -
ЗАО «Сормовская кондитерская фабрика» производство кондитерских изделий	1	физико-химическая очистка сточных вод	проект – 20 м3/сут. факт - 15 м3/сут.	взвешенные вещества жиры ХПК БПК5	99 100 93 93	99 97 94 90
ОАО «ТГК № 6» Сормовская ТЭЦ выработка тепловой энергии	1	механическая, физико-химическая очистка сточных вод	проект - 4800 м3/ сут. факт- 1330 м3/ сут.	нефтепродукты	90	98
ОАО «РУМО» машиностроение	1	химическая очистка сточных вод	проект - 160 м3/сут. факт -9м3/сут.	хром +3 хром+6	70 70	100 97
				железо медьцинк	70 70 70	70 88 78
ООО «Объединенные Пивоварни Хейнекен» пивоваренное производство	1	механическая очистка сточных вод	проект - 3763 м3/сут.факт-1689 м3/сут.	ХПК БПК взвешенные вещества	- - -	84 88 89
ОАО ПКО «Теплообменник» авиастроительная промышленность	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 2400 м3/сут. факт-509м3/сут.	хром 6+ хром 3+ железо алюминийцинк кадмий свинец медь никель	99,8 99 97 - 75 - 98 50 -	100 73 86 55 91 93 94 86

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
						90
ООО «Кока-Кола ЭйчБиСи Евразия» производство безалкогольной продукции	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 1200 м3/сут.факт-620 м3/сут.	pH	4-11,5	6,5 - 8,5
ОАО НПП «Полет» производство радиоизмерительной аппаратуры	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 150 м3/сут.факт-109,4м3/сут.	хром 6 хром 3 железо медь цинкникель алюминий нефтепродукты взвешенные веществасульфаты фосфатыХПК	99 90 75 88 80 65 85 70 85 55 36 45	100 92 74 87 84 64 82 67 85 55 36 46
ТРК «Золотая Миля» производство полуфабрикатов	1	механическая очистка сточныхвод	проект - 50 м3/сут.факт- 15 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	88 90
Нагорная часть города						
ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе» приборостроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект – 2400 м3/сут.факт-23 м3/сут.	железо медь цинк никель хром	99 99 99 99 99	82 92 87 91 98
ОАО «Нител» машиностроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 720 м3/сут факт- 224,6 м3/сут	железо медь цинк никель хром	98 99 99 99 99	98 99 96 - 99
ОАО»ФНПЦ ННИПИ «Кварц» имениА.П.Горшкова» приборостроение	1	химическая, физико-химическая очистка сточныхвод	проект – 150 м3/сут.факт-30 м3/сут.	железо медь цинк никель хром	98 99 94 98 99	83 96 97 95 99
ФГУП «ФНПЦ НИИИС им.Ю.Е.Седакова»приборо-	3	физико-химическая	проект - 175 м3/сут.	железо	99	81

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
строение		очистка сточныхвод физико- химическая очистка сточныхвод химическаяочистка	факт- 130м3/сут. проект -246,5 м3/сут.факт-57,3 м3/сут. проект- 37,5 м3/сут. факт- 3 м3/сут.	медь цинк никель хром Сульфаты ФосфатыФториды Хлориды pH	99 99 99 99 74 81 94 96 100	94 86 89 96 74 81 94 96 100
ЗАО «Завод «Труд» машиностроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект – 1327 м3/сут.факт - 119 м3/сут.	елезо медь цинк никельхром	99 99 99 99 99	82 82 82 82 82
ЗАО»Концерн «Термаль» машиностроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект – 1200 м3/сут. факт-10 м3/сут.	железо медь цинк никель хром	96 98 96 99 83	89 91 84 91 99
ОАО «НПП «Салют» приборостроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект- 80 м3/сут. факт– 36,8 м3/ сут.	железо медь цинк никель хром кадмий	98 98 91 97 98 94	96 97 98 97 99 94
ТРЦ «SEVEN» производствополуфабрикатов	1	механическая очистка сточныхвод	проект- 50 м3/сут. факт– 20 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	87 71	87 88
ОАО «Завод им.Г.И. Петровского» производство радиодеталей	1	химическая очистка сточных вод	проект - 157,5 м3/сут. факт- 60 м3/сут.	железо медь никель цинкхром	98 99 99 99	77 99 98 97

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
					100	100
ИПФ РАН приборостроение	1	химическая очистка сточныхвод	проект - 364 м3/мес.факт- 108 м3/мес.	хром 6 хром 3 железо медьцинк	100 70 100 42 85	100 99 98 99 96
НПАП №3 – филиал ГП НО «Нижегородпассажир-автотранс»	1	механическая очистка сточныхвод	проект - 518,4 м3/сут.факт- 329,5 м3/сут.	взвешенные вещества нефтепродукты	94 90	55 36
ООО «Монолит-Аренда» производство полуфабрикатов	1	жироуловитель	проект -360 м3/сут.факт-10 м3/сут.	жиры взвешенные вещества	80 50	85 65
ООО «ТРЦ Шоколад» производство полуфабрикатов	1	жироуловитель	проект –36 м3/сут.факт-33м3/сут.	жиры взвешенные вещества	80 50	88 70
НПАП №2- филиал МП «Нижегородпассажир-автотранс»	1	механическая очистка сточныхвод	проект –300 м3/сут. факт--170 м3/сут.	взвешенные вещества нефтепродукты	94 90	94 90
ОАО жегородторгмонтаж»металлообработка	1	химическая очистка сточныхвод	проект -220м3/мес. факт-20м3/мес.	железо цинк	98 99	99 99
ОАО «Нижфарм» фармацевтическое произ- водство	1	физико- химическая очистка сточныхвод	проект- 23 м3/час. факт-4 м3/час,	нефтепродукты жиры ХПК взвешенные вещества	97 96 73 85	70 61 59 61
НОАО «Гидромаш» машиностроение	2	реагентно-сорбционный метод очистки механическая очистка сточныхвод	проект- 96м3/сут.факт-96м3/сут. проект- 144 м3/сут.факт-470,4м3/сут	железо кадмий хром+3 хром+6 цинк медь нефтепродукты	96 99 99 99 86 88 95	89 99 99 99 98 84 94
ООО ПКП «Энергетика»	1	реагентный метод очистки	проект -387 м3/сут. факт-60м3/сут.	железо никель	99 99	98 99
производство электрообору-дования				хром+3хром+6	99 99	100 100

Наименование предприятия	Кол- во ЛОС	Применяемый метод очисткисточных вод	Мощность ЛОС проект/факт	Эффективность очистки		
				Наименование ингредиентов	Проект %	Факт %
1	2	3	4	**5**	**6**	**7**
				цинк медь	99 99	99 97
ООО «Нижегородский завод «Старт» общественное питание	3		проект - 1,27м3/час. факт - 0,15м3/час. проект - 4,2 м3/час. факт - 1,37м3/час. проект- 6,44м3/час. факт- 0,26м3/час	жиры взвешенные вещества	- -	85 89
ЗАО «Время-Ч» производство электронных приборов	1	реагентный метод очистки	проект - 0,0625м3/час. факт -0,0068м3/час.	железо никельмедь фториды	- 99 99 99	99 99 99 99
ООО «Флот-Сервис» прием хозфекальных и подсланевых вод с судов речногофлота	1	физико- химический метод очистки	проект - 140 м3/сут.факт-140 м3/сут.	нефтепродукты	95	97
ООО «Метро КЭШ энд Керри» производство полуфабрикатов	2	механический метод очистки	проект- 50м3/сут.факт- 13 м3/сут	жиры	50	50
ООО «Лента»производство полуфабрикатов	1	механический метод очистки	проект – 395 м3/сут.факт-66 м3/сут.	жиры	50	50
ООО «Макдоналдс» рестораны быстрого питания	1	механический метод очистки	проект – 30 м3/сут.факт–17 м3/сут.	жиры	80	79

Ливневая канализация

Неорганизованный сток - дождевые, талые и инфильтрационные воды, поступающие в системы коммунальной канализации через неплотности в элементах канализационной сети и сооружений.

В городском округе город Нижний Новгород дождевые и талые воды собираются отдельно от остальных стоков и сбрасываются без очистки в водоемы города.

Кроме того, на территории городского округа город Нижний Новгород очистные сооружения «Промстоки» выполняют функцию общезаводских локальных очистных сооружений для большей части промышленно-ливневого стока Нижегородской промышленной площадки предприятий Группы Газ.

ООО «Заводские сети» эксплуатирует очистные сооружения промливневых стоков проектной производительностью 175 тыс. м3/сутки.

ООО «Заводские сети» эксплуатирует 3 канализационных насосных станций промышленных и ливневых стоков:

- КНС промливневых стоков – 4 насоса Q=2700 м3/ч, 1 насос Q= 550 м3/ч
- СНС (Северная насосная станция) – 4 насоса Q=2700 м3/ч, 1 насос Q= 1550 м3/ч
- Северная перекачка - 2 насоса Q=250 м3/ч, 1 насос Q= 85 м3/ч

Промышленно-ливневые стоки с Северной канализационной насосной станции (СНС) поступают в камеру гашения напора очистных сооружений промливневых стоков очистных сооружений «Промстоки».

Характеристика и распределение насосного оборудования по канализационным насосным станциям промышленной и ливневой канализации ООО «Заводские сети» отражены в таблице 3.5.6.

Таблица 3.5.6 - Характеристика и распределение насосного оборудования промышленной и ливневой канализации по канализационным насосным станциям ООО «Заводские сети»

№ п/п	Наименование станции	Тип насоса	Производительность, $м^3/ч$	Общ. кол-во шт.	Номер и тип электродвигателя	Мощность кВт	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7	8
	Промышленные и ливневые стоки						
1	СНС (Северная насосная станция)	СДВ 2700/26,5	2700	4	№ 1,2,3,5 ВАН118/23-8УЗ	400	1974
		KRT K300-420/155	1500	1	№ 4 АВ-14-26-8	145	2013
2	Северная перекачка	FA 10.65E/FK220	85	1	№ 1 FK220-4/17	11,5	2008
		СД 250/22,5	250	2	№ 2,3 4АМ-200М- 4УЗ	37	1999
3	Станция промливневых стоков	СДВ 2700/26,5	2700	4	№ 1…№ 5 ВАН118/23-8УЗ	400	1988
		KRT K200-401/506	550	1		40	2012

Источник: Инвестиционная программа ООО «Заводские сети» на 2021 -2023 годы, утвержденная Приказом Министерства ЖКХ город Нижнего Новгорода от 30.10.2020 № 329-353/20П/од

Остаточный ресурс

Строительство первой очереди Нижегородской станции аэрации велось с 1969-1974 гг., второй очереди с 1979-1991 гг. Срок эксплуатации КОС составляет более 50 лет при нормативном сроке эксплуатации 25 лет.

Последовательность ввода сооружений в эксплуатацию на Нижегородской станции аэрации отражена в таблице 3.5.1.

На Нижегородской станции аэрации наблюдается износ технологического оборудования и строительных конструкций сооружений механической и биологической очистки; применяемые технологии не обеспечивают очистку сточных вод до требований к сбросу в водоемы рыбохозяйственного назначения и санитарно-эпидемиологических требований по бактериологическим показателям.

Очистные сооружения Новинского сельсовета находятся в аварийном состоянии, износ – 100%. Состояние канализационных насосных станций не удовлетворительное - износ составляет 99%.

В существующей системе водоотведения городского округа город Нижний Новгород 255 канализационных насосных станций, из которых 106 находятся на обслуживании АО «Нижегородский водоканал». Подавляющая часть КНС имеет значительный физический износ (60-80%).

Ограничения использования мощностей

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения по городскому округу город Нижний Новгород по фактической нагрузке представлен в таблице 3.5.7.

Таблица3.5.7 – Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения по зонам действия очистных сооружений

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
1	АО «Нижегородский водоканал»				
	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
1	Расчетное годовое поступление сточных вод на КОС	тыс м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
2	Расчетное среднесуточное поступление сточных вод на КОС,	тыс. м³/сут	611,96	639,61	592,00
3.	Установленная производительность КОС - всего, в том числе	тыс. м³/сут	1201,8	1201,8	1201,8
	Нижегородская станция аэрации (НСА)	тыс. м³/сут	1200	1200	1200
	Очистные сооружения поселок Березовая Пойма (КОБК- 200)	тыс. м³/сут	0,2	0,2	0,2
	Очистные сооружения к.п. Зеленый город (поля фильтрации) д.о.Кудьма	тыс. м³/сут	1,6	1,6	1,6
4	Резерв (дефицит) производительности КОС	тыс. м³/сут	588,0	560,4	608,0
		%	49,0%	46,7%	50,7%

Уровень резерва мощностей канализационных очистных сооружений городского округа город Нижний Новгород составляет 50,7%.

Учитывая изменившуюся ситуацию с водоотведением в г. Н.Новгороде, а именно: уменьшение общего объёма водоотведения, связанное с изменениями в промышленности, перепрофилированием и ликвидацией предприятий, использованием оборотного водоснабжения и других ресурсосберегающих технологий, а также то, что существующая схема очистки сточных вод не удовлетворяет требованиям новых нормативных документов по эффективному удалению таких биогенов как Азот аммонийный, Фосфор фосфатов, а также взвешенных веществ, ХПК и БПК5 (требования справочника по Наилучшим Доступным Технологиям – ИТС–10-2019, утверждённого приказом агентства по техническому регулированию и метрологии от 12.12.2019 года за №2981), требуется внесение серьёзных изменений в технологическую схему действующих очистных сооружений канализации. На основании вышеизложенного, с учётом динамики снижения фактического притока, планируется проведение реконструкции станции аэрации с целью достижения действующих нормативов в соответствии со справочником НДТ, а также

приведение её проектной производительности к фактическим объёмам поступающих стоков.

Система автоматизации источников водоотведения.

Проведенный анализ ситуации в муниципальном образовании показал, необходимость внедрения высокоэффективных энергосберегающих технологий, а именно создание современной автоматизированной системы оперативного диспетчерского управления системами водоотведения.

В рамках реализации схемы водоснабжения и водоотведения предлагается устанавливать на КОС частотные преобразователи, шкафы автоматизации, датчики давления и приборы учета на всех канализационных очистных станциях, автоматизировать технологические процессы.

Необходимо установить частотные преобразователи, снижающие потребление электроэнергии до 30%, обеспечивающие плавный режим работы электродвигателей насосных агрегатов и исключающие гидроудары, одновременно будет достигнут эффект круглосуточной бесперебойной работы систем водоотведения.

Основной задачей внедрения данной системы является:

–поддержание заданного технологического режима и нормальные условия работы сооружений, установок, основного и вспомогательного оборудования и коммуникаций;

–сигнализация отклонений и нарушений от заданного технологического режима и нормальных условий работы сооружений, установок, оборудования и коммуникаций;

–сигнализация возникновения аварийных ситуаций на контролируемых объектах;

–возможность оперативного устранения отклонений и нарушений от заданных условий.

Создание автоматизированной системы управления позволяет достигнуть следующих целей:

1. Обеспечение необходимых показателей технологических процессов предприятия.

2. Минимизация вероятности возникновения технологических нарушений и аварий.

3. Обеспечение расчетного времени восстановления всего технологического процесса.

4. Сокращение времени:

–принятия оптимальных решений оперативным персоналом в штатных и аварийных ситуациях;

–выполнения работ по ремонту и обслуживанию оборудования;

–простоя оборудования за счет оптимального регулирования параметров всего технологического процесса.

5. Повышение надежности работы оборудования, используемого в составе данной системы, за счет адаптивных и оптимально подобранных алгоритмов управления.

6. Сокращение затрат и издержек на ремонтно-восстановительные работы.

На реконструируемых канализационных очистных сооружениях предлагается предусматривать комплексную автоматизацию, включающую в себя как технологическую часть, так и управление инженерными системами объекта (вентиляция, отопление), в т.ч.:

-работа приемных решеток должна быть автоматизирована по определенному алгоритму;

-биологическая очистка должна быть автоматизирована с поддержанием диктующих параметров по заданному алгоритму;

-подача сжатого воздуха в аэротенки должна быть осуществлена с использованием частотного регулирования;

-автоматизированная система вентиляции и отопления для поддержания требуемых параметров микроклимата и кратности воздухообмена в помещениях;

-управление насосами и илососами должно быть автоматизировано.

Для канализационных насосных станций в случае их реконструкции или строительства должны применяться следующие подходы к автоматизации:

-управление без постоянного обслуживающего персонала, автоматическое - в зависимости от технологических параметров (уровень воды в приемном резервуаре);

-с целью снижения пусковых токов и повышения надежности функционирования объектов на насосных станциях должен быть предусмотрен плавный пуск двигателей основных насосов;

-предусмотреть защиту от заиливания – автоматические кратковременные тестовые пуски насосов;

-желательно предусмотреть автоматическое чередование работающих насосов для равномерной выработки моторесурса;

-при аварийном отключении рабочих насосных агрегатов следует предусматривать автоматическое включение резервного агрегата;

-должна быть предусмотрена защита двигателей по току, асимметрии напряжения по фазам.

На основных канализационных насосных станциях требуется предусмотреть контроль следующих параметров:

-наличие напряжения на вводах;

-уровень в приемном резервуаре;

-расход перекачиваемой воды;

-работающие насосные агрегаты;

-наработка каждого насосного агрегата;

-потребляемый ток (мощность) каждым насосным агрегатом;

-аварийные ситуации.

По данным АО «Нижегородский водоканал» (https://www.vodokanal-nn.ru/press-tsentr/novosti/nizhegorodskiy-vodokanal-oborudoval-146-stantsiy-sistemoy-pozvolyayushchey-onlayn-otslezhivat-ikh-ra/) контролировать ход работ и не допустить отключения насосов и критической ситуации позволяет новое оборудование, установленное на 146 объектах АО «Нижегородский водоканал». Информация о работе 122 водопроводных станций и 16 канализационных станций, а также с контрольных точек на сети в онлайн режиме транслируется в Центральную диспетчерскую службу и профильные подразделения, что помогает максимально оперативно выявить неполадки и устранить их.

Внедренная система диспетчеризации позволяет объединить различные по типу и функционалу инженерные системы в один общий пункт управления и контроля. К системе диспетчеризации подключена канализационная насосная станция на Нижне-Волжской набережной. Программное обеспечение помогает контролировать уровень стоков в приемном резервуаре, давление до и после насосных агрегатов, объем перекачиваемых стоков и параметры энергопотребления, чтобы в случае отклонения от нормативных значений вовремя направить бригаду и устранить неполадки.

В случае возникновения аварийной ситуации система сообщает о сбое.

В течение года проводились работы по оснащению водопроводных и канализационных станций автоматизированной системой управления технологическими процессами. Более чем на 80 станциях смонтированы шкафы автоматизации и диспетчеризации, контрольно-измерительные приборы и автоматика и новые электросчетчики, завершено технологическое присоединение каналов связи, проведен монтаж щитов системы контроля и управления доступом, датчиков, камер видеонаблюдения, установлены шкафы приема и обработки сигнала.

Системы учета ресурсов

На Нижегородской станции аэрации учет расхода сточных вод производится на лотках Паршаля, которые установлены в каналах на выходе каждой очереди сооружений. Измерения расхода поступающих сточных вод, распределения потоков по очередям и отдельным сооружениям не производится.

Сведения о наличии и техническом состоянии средств контрольно-измерительных приборов и автоматизации отражены в таблице 3.5.8.

Таблица 3.5.8 - Сведения о наличии и техническом состоянии средств контрольно-измерительных приборов и автоматизации

№ п/п	Наименование оборудования	Установка	Марка	Количество	Структура ремонтного цикла, дата поверки (год)	Ед. изм.
1	2	3	4	5	6	7
1	Расходометр вихревой	Тепловой узел	Prowirl F200	1	5 лет,2017	Многопредельный
2	Термопреобразователь сопротивления платиновый	Тепловой узел	TR10	1	5 лет,2017	0-160^{0}С
3	Преобразователь давления измерительный	Тепловой узел	Cerabar PMP51	1	3 года, 2024	1 Мпа
4	Тепловычислитель	Тепловой узел	СПТ961.2	1	4 года, 2025	Многопредельный
5	Теплосчетчики	Тепловой узел	КМ-5-4	2	4 года, 2024	0,25-250 м3/ч
6	Комплект термометров сопротивления платиновый	Тепловой узел	КТС-Б	1	4 года, 2024	0-160^{0}С
7	Датчик давления	Тепловой узел	ИД	2	2 года, 2022	1,6 Мпа
8	Комплект термометров сопротивления из платины технических разностных	Тепловой узел	КТПТР-01	1	4 года, 2024	0-180^{0}С
9	Преобразователь давления измерительный	Тепловой узел	СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,60)-4-20мА-DA422-0605-3	2	5 лет, 2025	1,6 МПа; 1,00 МПа
10	Счетчик горячей воды	Тепловой узел	ВСТ-32	1	4 года, 2022	0,0005-99999 м3
11	Счетчик холодной и горячей воды	Тепловой узел	ВСТ-2	1	6 лет, 2026	0,0005-99999 м3
12	Расходометр с интегратором акустический	Лоток Паршалла № 1	ЭХО-Р-02	1	2 года, 2020	0-29994,78 м3/ч
13	Расходометр с интегратором акустический	Лоток Паршалла № 2	ЭХО-Р-02	2	2 года, 2020	0-23365,64 м3/ч
14	Расходометр с интегратором акустический	Лоток Паршалла № 1	ЭХО-Р-03	1	4 года, 2025	0-29994,78 м3/ч
15	Расходометр с интегратором акустический	Лоток Паршалла № 2	ЭХО-Р-03	1	4 года, 2025	0-23365,64 м3/ч
16	Преобразователь давления измерительный	Хлоротатная	АИР-10Н	3	5 лет, 2023	0-10 кгс/см2
17	Весы тензометрические специальные	Хлоротатная	ВТС-10	3	1 год, 2021	1-2000 кг

№ п/п	Наименование оборудования	Установка	Марка	Количество	Структура ремонтного цикла, дата поверки (год)	Ед. изм.
1	2	3	4	5	6	7
18	Газоанализатор	Хлоротатная	Хоббит-Т	2	1 год, 2022	Многопредельный
19	Газоанализатор	Хлоротатная	АНКАТ-76-37-07	2	1 год, 2022	Многопредельный
20	Манометр показывающий	Хлоротатная	МТПСg-100-ОМ2	9	1 год, 2022	0-10 кгс/см2
21	Манометр показывающий	Хлоротатная	МТП-160	1	1 год, 2022	0-16 кгс/см2
22	Манометр показывающий	Хлоротатная	МТЗ-УУ2	3	1 год, 2022	0-16 кгс/см2
23	Манометр показывающий	Хлоротатная	Vantage Pro2	1	1 год, 2022	Многопредельный
24	Манометр показывающий	РМЦ	МТ-УХЛ3(С2Н2)	3	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
25	Манометр показывающий	РМЦ	МТ-УХЛ3(С2Н2)	4	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
26	Манометр показывающий	РМЦ	МТ-УХЛ3(С2Н2)	3	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
27	Манометр показывающий	РМЦ	ТМ2 (О2)	3	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
28	Манометр показывающий	РМЦ	ТМ2 (О2)	5	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
29	Манометр показывающий	РМЦ	ТМ2 (О2)	2	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
30	Манометр показывающий	РМЦ	ДМ2029У2(О2)	2	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
31	Манометр показывающий	РМЦ	ДМ2029У2(О2)	8	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
32	Манометр показывающий	РМЦ	ДМ2029У2(О2)	1	1 год, 2022	0-2,5 кгс/см2
33	Манометр показывающий	РМЦ	МТ(С2Н2)	2	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
34	Манометр показывающий	РМЦ	МТ(С2Н2)	4	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
35	Манометр показывающий	РМЦ	МТ(С2Н2)	5	1 год, 2022	0-0,4 кгс/см2
36	Манометр показывающий	Хлоротатная	WIKA	2	1 год, 2021	0-16 кгс/см2
37	Манометр показывающий	Хлоротатная	Ag-Folie	2	1 год, 2021	0-16 кгс/см2
38	Манометр показывающий	Тепловые узлы зданий	ДМ-05	19	2 года, 2021	0-10 кгс/см2
39	Манометр показывающий	Тепловые узлы зданий	МПЗ-УФ	19	2 года, 2021	0-16 кгс/см2
40	Манометр показывающий	Воздуходувная станция	ЭКМ1-У	16	2 года, 2021	0-6 кгс/см2
41	Манометр показывающий	Воздуходувная станция	ЭКМ1-У	8	2 года, 2021	0-2,5 кгс/см2
42	Манометр показывающий	Воздуходувная станция	ЭКМ1-У	1	2 года, 2021	0-10 кгс/см2
43	Термометр электроконтактный	Воздуходувная станция	ТПК-М	72	2 года, 2021	0-100^{0}С
44	Счетчик электрической энергии	Эл.участок	EA 05PLX, EA 05 RALX	8	8 лет, 2021	5-10А, 380В
45	Счетчик электрической энергии	Эл.участок	A 1805RL-34GB-Dw4	2	12 лет, 2020	5-10А, 380В
46	Трансформатор напряжения	Эл.участок	ЗНОЛ.06	9	8 лет, 2021	6000/100
47	Трансформатор тока	Эл.участок	ТПОЛ	6	8 лет, 2021	1000/5

№ п/п	Наименование оборудования	Установка	Марка	Количество	Структура ремонтного цикла, дата поверки (год)	Ед. изм.
1	2	3	4	5	6	7
48	Трансформатор тока	Эл.участок	ТПЛ	2	8 лет, 2021	150/5
49	Трансформатор тока	Эл.участок	ТНШЛ	6	8 лет, 2021	2000/5
50	Трансформатор тока	Эл.участок	Т-0,66УЗ	9	8 лет, 2019	300/5

На территории Новинского сельсовета централизованная система водоотведения имеется в п. Новинки и п. Кудьма. Канализационные стоки по трубопроводам системы канализации Новинского сельсовета поступают на КНС и перекачиваются в пруды накопители. Приборный учет стоков отсутствует.

Необходимо наладить учет сточных вод на канализационных насосных станциях.

В настоящее время в городском округе город Нижний Новгород объемы реализации сточных вод для подавляющего большинства абонентов производятся расчетным методом исходя из объемов потребления холодной и горячей воды.

Расход ресурсов

Очистка и транспортирование стоков требуют значительных затрат электроэнергии.

Потребители электроэнергии КОС относятся к потребителям первой и/или второй категории по надежности электроснабжения. Основными потребителями электрической энергии на очистных сооружения является технологическое оборудование – турбокомпрессоры и насосы.

Сведения об основных потребителях электроэнергии Нижегородской станции аэрации отражены в таблице 3.5.9.

Таблица 3.5.9 - Сведения об основных потребителях электроэнергии Нижегородской станции аэрации

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение	Кол- во	Расход, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Номин. частота вращ, об/ми н	Дата ввода в эксплуатацию, год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цех биологической очистки	к-100-65- 200	Насос нейтрал. р-ра	1	90	45	15	3000	1991
		к-100-65-201	Насос нейтрал. р-ра	1	90	45	22	3000	1991
		к-100-65-202	Насос нейтрал. р-ра	1	90	45	22	3000	1991
2	Ремонтная служба	5Ф12	Насосный агрегат НСА НСХФВ	1	144	9,2	10	1000	1986
		5Ф12	Насосный агрегат НСА НСХФВ	1	144	9,2	11	1000	1986
		5Ф12	Насосный агрегат НСА НСХФВ	1	144	7,6	10	1000	1986
			Вертик. насосн. Агрегат НСА НСХФВ	1			4	1500	1986
3	Цех механической очистки	12НДс	12НДс№23 д. решеток	1	900	68	250	1500	1997
		12НДс	12НДс№23д. решеток	1	900	68	250	1500	1987
		1Д1250/63А	1Д1250/63А №13 д. решеток	1	1250	63	250	1500	2006
		1Д1250/63А	1Д1250/63А №13д.решеток	1	1250	63	250	1500	2006
		160-10	Насос 160-10 №133д. решеток	1	160	25	11	1500	1986
		160-10	Насос 160-10 №143 д. решеток	1	160	25	11	1500	1986
		НЖН-200	НЖН-2003д.решеток	1	200	20	22	1500	1989
		НЖН-200	НЖН-2003д. решеток	1	200	20	22	1500	1993
		ГНОМ 10-10	ГНОМ10-103д.решеток	1	10	10	0,75		1993
		гном 25-25	.решеток	1	25	20	2,2		1993
		ВШН	Насос вертик. Пескоблок	1	140	46	11	1500	1987
		ФГ-144/46	ФГ-144/46 Пескоблок	1	140	46	11	1500	1986
		8Ф-12	8Ф-12 №1НССО-I	1	400	45	45	1500	1988
		СМ 150-125-314	СМ150-125-314/4№2НССО-I	1	150	31	45	1500	1993
		НС250/22.5	НС250/22.5 №3НССО-I	1	250	22,5	40	1500	1996
		НС250/22.5	НС250/22.5 №4НССО-I	1	250	22,5	30	1500	1996
		НС250/22.5	НС250/22.5 N*5НССQ-I	1	250	22,5	40	1500	1996
		НС250/22.5	НС250/22.5 №6НСССЧ	1	250	22,5	40	1500	1996
		5Ф-12	5Ф-12№1нсco-и	1	200	25	45	1500	1986

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение	Ко л- во	Расход, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Номин. частота вращ, об/ми н	Дата ввода в эксплуатацию, год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		ФГ-144/46	фГ-144/46 №2НССО-II	1	140	46	45	1500	1986
		8Ф-12	8Ф-12№3НССО-Н	1	400	45	75	1000	1988
		НС250/22.5	НС250/22.5 №4НССО-Н	1	250	22,5	30	1500	1999
		НС250/22.5	НС250/22.5 №5нссо-и	1	250	22,5	40	1500	1996
		160-10	Насос 160-10№6НССQ-1I	1	160	25	40	1500	1986
4	Цех биологической очистки		Нагнетат. центробеж. 8750-23-6 Воздух. станция	8	45000		1250	3000	1975
		8Ф12	Насос избыт. активного ила №1НСИАИ- И	1	450	22,5	75	1000	1975
		СМ-150-125 315/4	Насос избыт. активного ила №2НСИАИ- 1	1	200	32	30	1500	1996
		СМ-150-125 315/4	Насос избыт. активного ила №3НСИАИ-i	1	200	32	30	1500	1996
		8Ф12	Насос опорожн. №4НСИАИ-1	1	450	22,5	40	1500	1986
		ФГ-144/46	Дренаж, насос №8НСИАИ-1	1	144	46	13	1500	1983
		8Ф12	Насос избыт. активного ила №1НСИАИ- 1	1	450	22,5	75	1000	1986
		СМ150-125- 315/4	Насос избыт. активногоНСИАИ-И	1	200	32	55	1000	1992
		8Ф12	Насос избыт. активного ила №3НСИАИ- И	1	450	22,5	75	1000	1986
		8Ф12	Насос опорож.	1	450	22,5	75	1000	1986
			№4НСИАИ-Н						
		8Ф12	Насос опорож	1	450	22,5	75	1000	
			№5НСИАИ-Н						
		Д315/71	Насос техн. воды №6НСИАИ-И	1	320	70	110	2940	2006
		Д315/71	Насос техн. воды №7НСИАИ-И	1	320	70	110	2940	2006
		СД25/14	Дренаж, насос №9НСИАИ-Н	1			25	1500	2003
		СН-150	Дренаж, насос №10НСИАИ-И	1			40	1500	1997
		К290/30 37/15	Водооборот. №1Воздуход. станция	1	290	30	37	1500	1997
		К290/30 37/15	Водооборот. №2Воздуход. станция	1	290	30	37	1500	1997

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение	Ко л- во	Расход, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Номин. частота вращ, об/ми н	Дата ввода в эксплуатацию, год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		К290/30 37/15	Водооборот. №3Воздуход. станция	1	290	30	37	1500	1997
		К290/30 37/15	Водооборот. №4 Воздуход. станция	1	290	| 30	37	1500	1997
		к90/35	Подогрев масла Воздуход. станция	1	90	35	3	3000	1990
		К80-5О-200	НЦ-2КОБК-200	1	50	50	15	3000	2007
		К80-50-200	НЦ-2КОБК-201	1	50	50	15	3000	2007
		Гном 10-10	Насос пофуж.	1	10	10	0,75		1993
		НЖН-200	Насос вертик.	1	300	20	30	1500	1993
			Насос Атлантик.	1			2,2		1988
5	Цех обработки осадка	сд	№1инс	1	800	32	160	960	2007
		сд	№2инс	1	800	32	160	960	2007
		8Ф/12	№3инс	1	450	22,5	55	960	1984
		ФГ	№4инс	1	450	22,5	55	960	1987
		СМ150-125- 315/4	№5инс	1	200	32	45	1450	1993
		8Ф/12	№7инс	1	450	22,5	55	960	1988
		сд	№8инс	1	450	22,5	55	960	1995
		5Ф-12	№10инс	1	200	22	37	960	1986
		ФГ	№11инс	1	216	24	45	960	1984
		АХ65-50-160Е	№12инс	1	25	50	7,5	3000	1995
		4ФВ-9	№18инс	1	73	15	10	1450	1974
		4ФВ-9	№19инс	1	73	15	10	1450	1975
		НС	№1дне	1	250	22,5	30	1450	1999
		5Ф-12	№2дне	1	216	40	40	1450	1984
		2НФВМ	вертикал.дне	1	64	12,7	7,5	1450	1988
		Сарлин S1	СарлинУМОО	1	180	22	18	1460	1997
		Сарлин S1	СарлинУМОО	1	180	22	18	1460	1997
6	РМЦ	ГСВ-0,6/12			18	10	5,5		1973
7	Санпропускник	ГСВ-0,6/12			18	10	5,5		1973

№ п/п	Место установки	Марка	Назначение	Ко л- во	Расход, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Номин. частота вращ, об/ми н	Дата ввода в эксплуатацию, год
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
8	КОБК	С 416 М			30	10	11		1992
9	УМОО	GUERNET			6	11,2	2		1995
10	АТЦ	KanaIa hadinqs			30	10,5	7		1995

Потребление электроэнергии на КОС без учета затрат на работу канализационных насосных станций системы централизованного водоотведения и удельные затраты электрической энергии АО «Нижегородский водоканал» на очистку сточных вод представлено в таблице 3.5.10.

Таблица 3.5.10. – Потребление электрической энергии очистными сооружениями АО «Нижегородский водоканал» за 2019 - 2021 гг.

№ п/п	Вид ресурса	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			факт	факт	факт
1	2	3	4	5	6
1.1.	принято стоков	тыс.м3	223 364,208	233 455,883	216 081,234
1.2.	потреблено электрической энергии	кВт·ч	58 611 600	58 904 750	58 736 314
1.3.	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч / м3	0,262	0,252	0,272

Качество эксплуатации, наладки и ремонтов

Для поддержания объектов водоотведения в работоспособном состоянии, предупреждения отказов, неисправностей на сооружениях регулярно проводятся планово-профилактические и ремонтные работы.

В целях улучшения энергообеспечения объектов водоотведения планируется проведение мероприятий, отраженных в таблице 3.5.11.

Таблица 3.5.11 – Мероприятия по улучшению энергообеспечения объектов водоотведения

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
Нижегородская станция аэрации	Фидер 603	перекладка КЛ 6 кВ 2800 м	Перекладка КЛ		
	Фидер 606	Замена кабеля 6 кВ от Воздуходувной станции до ТП-6 100 м, от ТП-6 до ТП-7 350 м.	Замена КЛ от воздуходувной стании до ТП 7		
	Электротехническое оборудование	Ремонт ячеек вТП-6; ремонт ТП 5	В ТП3 заменить ТМГ-400 на ТМГ- 1000 2 шт.	Установка вакуумных выключателей 10 шт. Замена трансформатора 160 кВа в ТП-4	Ремонт ячеек в ТП-6; ремонт ТП 5.
Главная насосная станция	Фидер 608	перекладка КЛ 6 кВ 1350 м	Перекладка КЛ		
	Фидер 621	перекладка КЛ 6 кВ 1350 м	Перекладка КЛ		
Канализационная насосная станция «Кавказ»	Электротехническое оборудование			Перекладка 2 кабелей 6 кВ от трансформаторов до ячеек	
Канализационная насосная станция «Юго- Западная»	Электротехническое оборудование	Установка АВР 0,4 кВ. Установка вакуумных выключателей 6 кВ - 4 шт.		Установка АВР по 0,4 кВ	Установка вакуумных выключателей 4шт.
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
Канализационная насосная станция «Чусовая»	Фидер 618	перекладка КЛ 6 кВ 2500 м			Перекладка КЛ
	Фидер 650	перекладка КЛ 6 кВ 2600 м	Перекладка участка КЛ		
	Электротехническое оборудование	Установка вакуумного выключателя 6 кВ. Ремонт контура заземления. Установка АВР 6 кВ.	Установка вакуумного выключателя – 5 шт. Установка МП защиты – 6 шт., установка ШОТ	Ремонт контура заземления. Установка АВР.	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 2 ул. Бусыги на, 36 А	3 категория, 2 ввода		Установка АВР 0,4 кВ		
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
КНС № 3 ул. Бурденко, 10	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 4 ул. Толбухина, 17 А	3 категория, 2 ввода (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 5 ул. Красных партизан, 2 Б	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 6 ул. Спутник, 2	3 категория, 2 ввода (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)	Замена: питающего кабеля, ВРУ с установкой АВР, шкафов управления		Замена ВРУ 0,4 кВс установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 7 ул. Мончегорская, 1	2 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР, шкафов управления, внутренней разводки, контура заземления			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 9 ул. Дуденевская, 5	3 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 10 пр. Ленина, 94	3 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР, шкафов управления, ремонт контура заземления	Замена РУ-6 кВ	Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 10 А ул. Фучика, 1 Д	3 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
КНС № 11 ул. Прыгунова, 29 А	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС № 13 ул. Раевского, 5 А	3 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 15 ул. Дьяконова, 10 А	3 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 16 6 микрорайон 17 Г	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 17 ул. Фучика, 31	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ	
КНС № 19 ул. Львовская-Дворовая	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 20 ул. Строкина, 3 А-	3 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 21 ул. Строкина, 16 А	3 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 22 ул. Космическая, 44	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 23 ул. Патриотов, 68 А	3 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 24 6 микрорайон, 45 Б	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)		Проект и ремонт питающей КЛ	Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 26 ул. Маковского, 9	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)			Замена ВРУ 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 27 ул. Красноуральская, 3	3 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР, шкафов управления, контура заземления		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС «Мостотряд» ул.	3 категория, 1 ввод (не-			Замена ВРУ 0,4 кВ	
Мостотряд, 18 В	обходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)			с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС «Тепличный комбинат» пос. Доскино ул.Береговая, д.14А (ул. Заслонова, 20)	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС № 38, пос. Дальний, Московское шоссе, 318 В	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)		Резервный ввод		
КНС № 102 Совхоз Горьковский, Московское шоссе, д.304Б	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС ул. Лесной городок. д.6К	3 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС № 1, ул. Чаадаева, 1 Г	1 категория, 4 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС № 5, ул. Красных Зорь, 18 Г	2 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления			
КНС № 73, ул. Мечникова, 73 Г	1 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
КНС № 8, ул. Люкина, 5 Г	1 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления	Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС № 15, ул. Лобачевского, 15	3 категория, 1 ввод				Замена ВРУ 0,4 кВ
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС ул. Ясная, 339 А (33 Г)	2 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС №7 ул.Полесская, 11	2 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления	Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
	Контур заземление, молниезащита			Контур заземление, молниезащита	
КНС бульвар Юбилейный, 30 (стадион Труд)	2 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС ул. Федосеенко, 87	2 категория, 2 ввода	Замена: ВРУ 0,4 кВ, шкафов управления	Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
Производственная база ЗКЭУ ул. Коминтерна, 41 А	3 категория, 1 ввод			Резервный ввод	
КНС № 2. ул. Стрел- ка, д.14	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС № 12, ул. Октябрьской революции, 24	2 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС ул. Ракетная, 9б	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)	Восстановление 2-го ввода		Восстановление 2- го ввода	
КНС ул. Зеленодольская, д.110 В	3 категория, 2 ввода		Замена ВРУ, ре- монт КЛ		
КНС ул. Рубо д.21А (ул. Весенняя, 17 В)	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС ул. Баренца, 23А	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС ул. Левинка, 39	3 категория, 1 ввод			Замена ВРУ 0,4 кВ	
КНС № 43, ул. Зайцева, д.17А	2 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС ул. Березовская, 102	2 категория, 2 ввода		Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС № 4, ул. Куйбышева. 51А	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	

Перечень объектов	Ситуация	Мероприятия	Планируется		
			I очередь	II очередь	III очередь
1	2	3	4	5	6
КНС № 9, ул. Комарова, 14 В	2 категория, 2 ввода			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС «Молитовский затон» ул. Кутузова, д.6	3 категория, 1 ввод		Замена ВРУ 0,4 кВ		
КНС «Дубки» ул. Адмирала Нахимова, д.1А	3 категория, 1 ввод (необходим новый 2-й ввод, запрос ТУ включение в план капремонта)			Восстановление ВЛ от ТП 2911	
КНС №29 «Теплообменник» пр. Ленина, 79	2 категория, 2 ввода			установка АВР 0,4 кВ	
Цех Кристалл, КНС «Кристалл», Новикова- Прибоя 12Г	2 категория, 1 ввод				Замена ВРУ 0,4 кВ
КНС ул. Комарова, 9 Б	2 категория, 2 ввода		Необходима но- вая КНС		
КНС ул. Снежная, у д.17Б	3 категория, 1 ввод		Замена ВРУ 0,4 кВ		
КНС ул. Днепропетровская, 1А	2 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ
КНС № 14 ул. Героя Самочкина, 29 А	2 категория, 2 ввода	Замена: РУ 6кВ ТП-2052	Замена РУ 6кВ		
КНС Анкудиновское шоссе, 24	2 категория, 2 ввода, АВР			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС ул. Тропинина, 5А	2 категория, 2 ввода, АВР			Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ	
КНС № 20 Студгородок, д.17А НГСХА	2 категория, 2 ввода		Ремонт II СШ. Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ		
КНС «Береговая» Нижневолжская набережная	2 категория, 2 ввода				Установка АВР 0,4 кВ
НС «Чкаловская» Нижневолжская набережная д.1	2 категория, 2 ввода				Замена ВРУ 0,4 кВ с установкой АВР 0,4 кВ

Проблемы и направления их решения.

Основные техническими и технологические проблемы централизованной системы водоотведения городского округа город Нижний Новгород в части источников водоотведения отражены в подразделе 3.5.2.3.

В перспективе для решения проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 8 Обосновывающих материалов.

3.5.2.2.Анализ эффективности и надежности сетей водоотведения, имеющиеся проблемы и направления их решения

Схема и структура сетей, характеристика технических параметров и состояния, резервирование, применяемые графики работы и их обоснованность, статистика отказов и среднего времени восстановления работы, качество эксплуатации и диспетчеризации, состояние учета.

Схема и структура сетей

Отвод и транспортировка хозяйственно-бытовых стоков от абонентов осуществляется через систему самотечных и напорных трубопроводов с установленными на них канализационными насосными станциями.

Общая протяженность канализационных сетей города Нижнего Новгорода составляет более 2,3 тыс. км, из них около 1,4 км находятся на обслуживании АО «Нижегородский водоканал».

Подача стоков на Нижегородскую станцию аэрации осуществляется как в самотечном, так и напорном режимах. Всего по системе канализации эксплуатируются 1360,2 км канализационных сетей, 117 КНС, 1284 единиц запорной арматуры.

Общая протяженность канализационных сетей Новинского сельсовета составляет 71,2 км.

Общая протяженность сетей фекальной канализации, проложенной на территории промышленной площадки завода «группа АО ГАЗ» и за ее пределами составляет 62,9 км.

Общая протяженность сетей ливневой канализации, проложенных на территории промышленной площадки завода «группа АО ГАЗ» и за пределами головной площадки составляет 59,0 км.

Общий износ сетей канализации в г. Нижнем Новгороде по состоянию на 01.01.2022г. составляет 76,43%.

Подробная схема системы транспорта стоков с указанием адресов и мест расположения насосных станций, колодцев с регулирующей и секционирующей арматурой представлена в электронной модели Схемы водоснабжения и водоотведения.

Характеристика технических параметров и состояния.

Канализационные сети состоят из следующих элементов:

- внутренние водоотводящие системы и выпуски из зданий;
- внутриквартальные водоотводящие сети;
- наружная водоотводящая сеть;
- насосные станции;
- очистные сооружения;
- выпуски очищенных сточных вод в водоем;
- аварийные выпуски.

Водоотводящие сети самотечные и напорные.

Хозяйственно-бытовая канализация

В таблице 3.5.12. приведены данные по протяженности канализационных сетей, проложенных на территории городского округа город Нижний Новгород.

Таблица 3.5.12 – Протяженность канализационных сетей АО «Нижегородский Водоканал» с разбивкой по диаметрам

№ п/п	Структура сетей	Протяженность на 01.01.2020, м	Протяженность на 01.01.2021, м	Протяженность на 01.01.2022, м
1	2	3	4	5
1.	Главный коллектор напорный, в том числе:	87 835,06	89 049,37	92 417,29
	ДУ от 401 до 599 мм	16 171,08	18 449,37	18 646,16
	ДУ от 600 до 700 мм	5 487,74	5 800,00	5 610,18
	ДУ от 701 до 999 мм	8 878,45	10 900,00	11 048,60
	ДУ от 1000 до 1199 мм	8 262,90	4 600,00	7 665,00
	ДУ от 1200 до 1399 мм	292,12	200,00	295,05
	ДУ от 1400 до 3000 мм	48 742,78	49 100,00	49 152,30
2.	Напорная канализация, в том числе:	121 929,97	12 810,76	130 270,40
	ДУ от 50 до 99 мм			604,85
	ДУ от 100 до 149 мм	5 059,98	5 105,02	5 855,90
	ДУ от 150 до 199 мм	12 926,43	13 100,00	13 787,30
	ДУ от 200 до 250 мм	28 826,26	28 198,18	31 717,96
	ДУ от 251 до 299 мм	11 298,89	10 807,56	10 826,26
	ДУ от 300 до 400 мм	63 818,40	66 600,00	68 082,97
3	Главный коллектор самотечный, всего, в том числе	184 016,50	188 843,96	182 698,62
	Ду от 401 до 599 мм	36 849,20	38 481,61	37 202,74
	Ду от 600 до 700 мм	40 698,97	40 724,88	40 253,36
	Ду от 701 до 999 мм	20 584,22	19 277,49	19 299,48
	Ду от 1000 до 1199 мм	23 150,73	26 887,86	26 312,21
	Ду от 1200 до 1399 мм	21 909,21	22 107,79	22 196,25
	Ду от 1400 до 3000 мм	40 824,16	41 364,32	37 434,57
4	Уличная самотечная канализационная сеть, в том числе:	491 465,30	494 902,38	498 458,82
	ДУ от 200 до 250 мм	278 100,90	279 990,13	283 716,60
	ДУ от 251 до 299 мм	42 810,75	42 054,24	41 890,90
	ДУ от 300 до 400 мм	170 453,65	172 858,00	172 851,30
3.	Внутриквартальная самотечная канализационная сеть, в том числе:	450 004,73	455 248,65	456 354,02
	ДУ от 50 до 99 мм	83,46	104,83	105,38
	ДУ от 100 до 149 мм	20 552,93	20 965,19	20 895,90
	ДУ от 150 до 199 мм	429 368,34	434 178,63	435 352,73
4.	Технологические трубопроводы			
Итого:		1 335 251,60	1 351 855,20	1 360 199,10

Протяженность канализационных сетей с разбивкой по материалу трубопровода отражена в таблице 3.5.13.

Таблица 3.5.13 - Протяженность канализационных сетей с разбивкой по материалу трубопровода

№ п/п	Диаметр, мм	Протяженность, км	%

1	2	3	4
1	железобетон	212,6	16
2	сталь	126,3	9
3	чугун	190	14
4	керамика	679,9	50
5	асб.цемент	7,2	1
6	полиэтилен	125	9
7	ПВХ	18,4	1
8	прочие	0,8	1
9	Всего:	1 360,2	100

Протяженность канализационной сети Нижнего Новгорода, обслуживаемой АО «Нижегородский водоканал», составляет 1 360,2 км. Диаметры трубопроводов сети водоотведения от 150 мм до 3000 мм. При этом 84% сетей водоотведения имеют диаметр до 600 мм. Износ канализационных сетей составляет 76,43 %.

Общая протяженность канализационных сетей Новинского сельсовета составляет 71,2 км. Канализационные сети Новинского сельсовета проложены подземным способом.

Сточные воды от многоквартирной жилой застройки и общественных зданий п.Новинки собираются системой самотечных коллекторов в КНС производительностью 150 м3/сут, откуда по напорному коллектору диаметром 200 мм и протяженностью 1 км транспортируются на биологические очистные сооружения производительностью 300 м3/сут. Протяженность дворовых канализационных сетей п. Новинки диаметром 110-160 мм составляет 3,483км.

В п. Кудьма сточные воды от многоквартирной жилой застройки перекачиваются канализационной насосной станцией производительностью 240 м3/сут по напорному коллектору диаметром 100 мм протяженностью 2,3 км на биологические пруды накопители общей производительностью 500 м3/сут. Протяженность дворовых канализационных сетей п.Кудьма диаметром 100 мм составляет 5,2 км.

Состояние канализационных коллекторов п.Новинки и п. Кудьма оценивается как не удовлетворительное, износ составляет 99 %.

Сети фекальной канализации, проложенные на территории промышленной площадки завода «группа АО ГАЗ» и за пределами головной площадки как самотечные, так и напорные Ø100 – 2000мм., общей протяженностью 62,9 км, из них:

- магистральные сети – 37,2 км.;
- разводящие – 25,7 км.

38% сетей – напорные стальные трубы, 25 % - керамические трубопроводы, 20% - железобетонные трубопроводы.

Трубопроводы самотечной фекальной канализации проложены на глубине 3 - 7 м. в грунтовых водах.

Средний срок ввода в эксплуатацию 1942 год.

Отработали нормативный срок эксплуатации более 50 % сетей.

В случае разрушения раструбных стыков трубопроводов происходит подсос грунтовых вод с песком, и на поверхности образуются провалы. Своими силами устранить такие дефекты невозможно, требуется устройство водопонижения и привлечение подрядных организаций для устранения провалов. За последние пять лет на данных сетях было 6 крупных дефектов.

Кроме того, особое беспокойство вызывает что, в случае поднятия уровня воды в Чебоксарском водохранилище в зону подтопления попадает Заречная часть Нижнего Новгорода. Уровень грунтовых вод поднимется и встанет вопрос строительства насосных станций с напорными трубопроводами, что потребует значительных капиталовложений.

Ливневая канализация

Сети ливневой канализации, проложенные на территории завода ООО «Заводские сети» и за пределами головной площадки в основном самотечные Ø100 – 3200мм., общая протяженность составляет 59,0 км (58,5 км- самотечные и 0,5 км – напорные).

Ливневая канализация в основном выполнена из ж/бетона и проложена на глубине 4-8 метров.

Отработали нормативный срок эксплуатации более 50 % сетей ливневой канализации.

При нарушении стыковки трубопроводов идет подсос грунта, а вследствие этого образуется провал. Для устранения таких дефектов необходимо проводить реконструкцию сетей.

Трубопроводы ГЗУ общей протяженностью 12 км. Ø100 – 500мм, срок эксплуатации от 30 до 40 лет, износ трубопроводов 90%.

Резервирование

Все повреждения на канализационных сетях города Нижнего Новгорода локализуются и устраняются с обеспечением водоотведения путем установки временных КНС или поддержания аварийных линий в рабочем состоянии до устранения причин ухудшения работы сетей. Таким образом, показатель бесперебойности предоставления услуги водоотведения, как отношение годового количества часов предоставления услуги к количеству дней в году, равен 1. Что касается бесперебойности в работе канализационных насосных станций, то она обеспечивается путем перевода станций на резервное питание при отключении электроэнергии или включением в работу резервных насосов при выходе из строя основных.

Применяемые графики работы и их обоснованность

График поступления стоков на КОС (почасовой) в сутки наибольшего поступления на Нижегородской станции аэрации представлен в таблице 3.5.14.

Таблица 3.5.14 - Приток сточных вод на НСА, неравномерность поступления

№ п/п	Месяцы	2018 г.			2019 г.			2020 г.		
		за месяц, тыс. $м^3$	среднесуточный, тыс. $м^3$/сут	макс. суточный, $м^3$/сут	за месяц, тыс. $м^3$	среднесуточный, тыс. $м^3$/сут	макс. суточный, $м^3$/сут	за месяц, тыс. $м^3$	среднесуточный, тыс. $м^3$/сут	макс. суточный, $м^3$/сут
1	*2*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*
1.	Январь	24 505,43	790 457,40	890 064	19 597,80	569 371,30	629 180	20 039,56	645 152,00	723 680
2.	Февраль	19 473,63	695 441,10	805 968	16 603,38	586 796,90	614 580	19 450,79	669 199,70	727 880
3.	Март	20 573,16	659 896,10	771 816	18 865,98	607 602,90	655 560	20 992,59	674 608,70	719 120
4.	Апрель	22 029,40	731 383,40	855 528	18 712,07	621 931,30	715 290	19 628,71	651 915,40	740 120
5.	Май	20 835,38	669 849,50	786 432	17 485,88	562 802,30	609 340	19 985,34	642 322,30	777 650
6.	Июнь	21 070,11	700 685,00	771 096	16 719,82	556 413,70	667 450	18 876,51	627 741,70	670 660
7.	Июль	20 783,83	669 552,60	930 120	18 078,78	571 641,90	655 260	20 109,95	647 643,50	848 580
8.	Август	22 261,56	719 538,20	939 336	18 539,97	597 071,00	764 680	19 777,53	636 939,70	757 880
9.	Сентябрь	19 685,79	651 859,70	818 043	18 497,10	615 687,30	683 000	17 753,92	590 971,40	666 490
10.	Октябрь	21 029,76	677 393,00	834 867	20 360,10	655 557,60	911 230	19 020,70	612 761,60	697 570
11.	Ноябрь	17 685,03	588 489,00	663 048	19 033,71	633 277,30	686 380	18 456,43	614 462,70	659 610
12.	Декабрь	17 920,85	577 110,50	697 728	20 869,64	671 982,30	848 230	19 363,86	623 808,10	680 930
13.	**За год**	**247 853,92**	**677 596,10**	**813 670,50**	**223 364,21**	**604 291,80**	**703 348,30**	**233 455,88**	**636 447,60**	**722 514,20**
14.	Кмакс.сут			1,2008			1,1639			1,1352
15.	Кмакс.сут расчетный	**1,166**								
16.	Кмакс.час расчетный	**1,157**								
17.	Кмакс.общий	**1,349**								

В настоящее время мощность очистных сооружений Нижегородской станции аэрации составляет 1 200 тыс. м³/сутки.

Фактический объём сточных вод, пропущенных через очистные сооружения Нижегородской станции аэрации за 2021 год составил 592 тыс. м³/сутки, уровень загруженности - 49,3%.

Учитывая изменившуюся ситуацию с водоотведением в г. Н.Новгороде, а именно: уменьшение общего объёма водоотведения, связанное с изменениями в промышленности, перепрофилированием и ликвидацией предприятий, использованием оборотного водоснабжения и других ресурсосберегающих технологий планируется проведение реконструкции станции аэрации с целью достижения действующих нормативов в соответствии со справочником НДТ, а также приведение её проектной производительности к фактическим объёмам поступающих стоков.

Расчетная производительность (максимальный суточный расход) Нижегородской станции аэрации после реконструкции (с учетом динамики изменения фактического притока за с 2000 по 2020 гг.) составит 790 475,6 м3/сут.

Резервом производственных мощностей обладают емкостные очистные сооружения Нижегородской станции аэрации и п. Березовая Пойма, что предопределяет возможность расширения их зоны действия.

Очистные сооружения к.п. Зеленый город работают в настоящее время с 14% перегрузкой. Возможность расширения зоны действия очистных сооружений к.п. Зеленый город отсутствует.

В целом по городскому округу город Нижний Новгород производственная мощность канализационных очистных сооружений составляет 1 201,8 тыс. м3 в сутки, фактический уровень загрузки составляет 592 тыс. м3 в сутки или 49,3% общей мощности.

На основании графика притока сточных вод устанавливается режим работы и подача насосных станций. Насосная станция должна откачивать за сутки полный расчетный суточный расход при обеспечении требуемой высоты подъема жидкости. Расчетная подача станции определяется по суткам максимального притока сточных вод в час максимального притока. Подача канализационных насосных станций характеризуется максимальным расчетным секундным расходом в подводящем коллекторе на участке, примыкающем к насосной станции. При выборе режима работы насосных станций учитывается их назначение, место расположения в общей схеме системы канализации, наличие и объем регулирующих емкостей, и развитие насосных станций.

Фактический уровень максимальной загрузки за 2021 год составляет 685 тыс. м3 в сутки или 57% общей мощности.

В соответствии с фактическим графиком в сутки наибольшего потребления очистные сооружения канализации городского округа город Нижний Новгород способны обеспечить прием и очистку сточных вод.

Статистика отказов и среднего времени восстановления работы

Общая динамика удельного количества засоров на сетях водоотведения за 2019-2021 гг. имеет тенденцию к снижению. Наиболее неблагоприятная ситуация по засорам отмечается на сетях Автозаводского, Ленинского, Канавинского и Московского районов – выше, чем в среднем по городу.

Количество засоров и объем промытых сетей на сетях канализации за 2019 – 2021 годы отражено в таблице 3.5.15.

Таблица 3.5.15 - Количество засоров и объем промытых сетей на сетях канализации

№ п/п	год	Кол-во засоров, ед.	Протяженность самотечных сетей, км	Удельное кол-во засоров, ед./км
1	2	3	4	5
3	2019	4602	1120	4,11
4	2020	4231	1125,5	3,76
5	2021	4511	1139,1	3,96

По данным АО «Нижегородский водоканал» за 2021 год удельное количество засоров составило 3,96 ед/км.

Качество эксплуатации и диспетчеризации

Для поддержания объектов водоотведения в работоспособном состоянии, предупреждения отказов, неисправностей на сетях регулярно проводятся планово-профилактические и ремонтные работы.

Темпы обновления канализационных трубопроводов являются низкими.

Динамика повреждений канализационных сетей по годам показана на рисунке 3.5.5.



Рисунок 3.5.5- Динамика повреждений канализационных сетей по годам

График демонстрирует, что увеличение протяженности переложенных коллекторов в течение последующих нескольких лет дает устойчивое снижение количества повреждений, что является подтверждением правильности выбора участков перекладки по признаку повышенной аварийности. И наоборот, длительное отсутствие положительной динамики в количестве переложенных сетей дает стойкое увеличение числа повреждений.

Все повреждения на канализационных сетях города Нижнего Новгорода локализуются и устраняются с обеспечением водоотведения путем установки временных КНС или поддержания аварийных линий в рабочем состоянии до устранения причин ухудшения работы сетей. Таким образом, показатель бесперебойности предоставления услуги водоотведения, как отношение годового количества часов предоставления услуги к количеству дней в году, равен 1. Что касается бесперебойности в работе канализационных насосных станций, то она обеспечивается путем перевода станций на резервное питание при отключении электроэнергии или включением в работу резервных насосов при выходе из строя основных.

С целью снижения аварийности канализационных сетей, потребления электроэнергии канализационными насосными станциями, капитальных затрат на ремонт канализационных сетей и увеличения надежности системы канализации города Нижнего Новгорода

инвестиционной программой «Модернизация» 2014-2030 гг. АО «Нижегородский водоканал» предусмотрены мероприятия строительства и реконструкции сетей канализации.

В настоящее время в АО «Нижегородский водоканал» имеется аварийно-диспетчерская служба, принимающая заявки от абонентов о нарушении работы водоснабжения и водоотведения.

Состояние учета

В настоящее время коммерческий учет принимаемых сточных вод от потребителей городского округа город Нижний Новгород осуществляется в соответствии с действующим законодательством (Постановление Правительства РФ от 6 мая 2011 г. № 354), и количество принятых сточных вод принимается равным количеству потребленной воды (холодной и горячей). Доля объемов, рассчитанная данным способом, составляет 100%.

На перспективу установка приборов учёта у абонентов, подключённых к системам централизованного водоотведения, не предполагается.

Проблемы и направления их решения.

Основные техническими и технологические проблемы централизованной системы водоотведения городского округа город Нижний Новгород в части сетей водоотведения отражены в подразделе 3.5.2.3.

В перспективе для решения проблем требуется реализация мероприятий, представленных в разделе 8 Обосновывающих материалов.

3.5.2.3.Анализ зон действия источников водоотведения и их рациональности, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников, балансы мощности и нагрузки, радиус эффективного ресурсоснабжения.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников.

На территории городского округа город Нижний Новгород организована централизованная система хозяйственно-бытовой канализации. Стоки с территории округа по напорным и самотёчным трубопроводам поступают на очистные сооружения городского округа город Нижний Новгород.

Хозяйственно-бытовые сточные воды формируются от жилых домов города, объектов соцкультбыта (больницы, поликлиники, магазины, школы, детские сады и др.). Кроме того, на очистные сооружения поступают сточные воды от производственных организаций.

Зоной централизованного водоотведения на территории Нижнего Новгорода охвачены территории поселков Березовая Пойма, Зеленый город, административно- территориального образования Новинский сельсовет и города Нижний Новгород. В каждой из этих систем существуют очистные сооружения.

На территории Нижнего Новгорода также существуют зоны, не охваченные централизованной системой водоотведения.

Постановление Правительства Российской Федерации № 782 «О схемах водоснабжения и водоотведения» вводит понятие эксплуатационной зоны — зона эксплуатационной ответственности организации, осуществляющей горячее водоснабжение или холодное водоснабжение и (или) водоотведение, определенная по признаку обязанностей

(ответственности) организации по эксплуатации централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения.

В Нижнем Новгороде существует 4 эксплуатационные зоны - АО «Нижегородский водоканал», ООО «Коммунальщик», «Коммунальщик-НН», ООО «Заводские сети».

В соответствии с требованиями к содержанию схем водоснабжения и водоотведения «технологическая зона водоотведения» - часть канализационной сети, принадлежащей организации, осуществляющей водоотведение, в пределах которой обеспечиваются прием, транспортировка, очистка и отведение сточных вод.

В Нижнем Новгороде расположена система сбора и транспортировки сточных вод (сети и коллекторы), насосные станции перекачки (главные КНС) и очистные сооружения сточных вод.

Нижний Новгород имеет единую централизованную систему водоотведения, разделённую на 4 технологические зоны (Таблица 3.5.16.)

Таблица 3.5.16 - Границы технологических зон водоотведения

№ п/п	Наименование	Описание границ
1	**2**	**3**
1	Транспортировка и очистка стоков на НСА	Территория г. Нижнего Новгорода
2	Транспортировка и очистка стоков на КОБК-200 «Берёзовая Пойма»	Территория поселка Березовая Пойма
3	Транспортировка и очистка стоков на НС «Кудьма»	Территория курортного поселка Зеленый город
4	Транспортировка и очистка стоков на очистных сооружениях административно-территориального образования Новинский сельсовет (ООО «Коммунальщик» и ООО «Коммунальщик-НН»)	Территория административно-территориального образования Новинский сельсовет

Наибольшее количество абонентов и организаций, осуществляющих водоотведение, подключено к сетям, принадлежащим АО «Нижегородский Водоканал». Данной организацией осуществляется централизованное водоотведение города Нижнего Новгорода в полном объеме, за исключением нецентрализованной системы водоотведения производственной площадки ОАО «ГАЗ» и административно-территориального образования Новинский сельсовет.

Ситуационная схема технологических зон городского округа город Нижний Новгород представлена на рисунке 3.5.1. и 3.5.2.

В соответствии с требованиями СанПиН, определены санитарно-защитные зоны (СЗЗ) - защитные территории, отделяющие жилую территорию от промышленных объектов с целью защиты мест проживания от вредного воздействия промышленных предприятий. Факторами вредного влияния являются шум, пыль, вибрации, газообразные и жидкие выбросы.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) – это участок территории, на которой построены локальные очистные сооружения (ЛОС). Их площадь рассчитывается по возможной степени распыления (рассеивания) вредных веществ, находящихся в канализационных стоках. Чем больше выбросы, тем шире зона. СЗЗ канализационных очистных сооружений по нормативам СанПиН определяется также из расчета типа ЛОС – открытого или закрытого. Дополнительно учитывается вид установленного оборудования.

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 п. 7.1.13 санитарно-защитная зона Нижегородской станции аэрации – 1000 метров, санитарно-защитная зона остальных очистных сооружений городского округа город Нижний Новгород составляет 300 метров.

Ширина водоохранной зоны (в соответствии со ст. 65 Водного Кодекса РФ) составляет 100 метров. Другие зоны с особыми условиями использования территорий (санитарно-защитные зоны и санитарные разрывы, оханные зоны объектов инженерной и транспортной инфраструктуры, санитарно-защитные полосы) – отсутствуют.

Санитарно-защитная зона для очистных сооружений канализации и канализационных насосных станций соответствует требованиям СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85», СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

Балансы мощности и нагрузки

Хозяйственно-бытовая канализация

Данные о проектной производительности очистных сооружений городского округа город Нижний Новгород представлены в таблице 3.5.17.

Таблица 3.5.17 - Проектная производительность очистных сооружений городского округа город Нижний Новгород

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
1	Установленная производительность КОС - всего, в том числе	тыс. м³/сут	1201,8	1201,8	1201,8
1.1.	Нижегородская станция аэрации (НСА)	тыс. м³/сут	1200	1200	1200
1.2.	Очистные сооружения поселок Березовая Пойма (КОБК- 200)	тыс. м³/сут	0,2	0,2	0,2
1.3.	Очистные сооружения к.п. Зеленый город (поля фильтрации) д.о.Кудьма	тыс. м³/сут	1,6	1,6	1,6

Данные о фактической производительности (мощности) КОС за 2019 – 2021 годы отражена в таблице 3.5.18.

Таблица 3.5.18 – Оценка фактической производительности (мощности) КОС за 2019 – 2021 гг.

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
1	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
2	Расчетное годовое поступление сточных вод на КОС	тыс м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
3	Расчетное среднесуточное поступление сточных вод на КОС,	тыс. м³/сут	611,96	639,61	592,00

Объем сточных вод, поступивший в систему канализации (реализация) от потребителей в городском округе город Нижний Новгород за 2019 – 2021 годы представлен в таблице 3.5.19.

Таблица 3.5.19 – Объем сточных вод, поступивший в систему канализации (реализация) от потребителей в городском округе город Нижний Новгород

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
1	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
2	Объем сточных вод, пропущенных через очистные сооружения	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
3	Собственные нужды	тыс. м³/год	8 918,47	7 923,89	10 147,24
		%	4,0	3,4	4,7
4	Неорганизованные стоки (дождевые/дренажные стоки)	тыс. м³/год	89 594,17	102 921,90	81 257,90
		%	40,1	44,1	37,6
5	потери по не выявленным причинам	тыс. м³/год	-	-	-
6	Объем реализации услуг по водоотведению, всего, в т,ч, по группам потребителей	тыс. куб. м	124 851,57	122 610,13	124 676,09

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
6.1.	населению	тыс. куб. м	83 943,78	85 768,02	85 295,56
6.2.	бюджетным организациям	тыс. куб. м	5 624,85	5 296,19	5 595,43
6.3.	прочим потребителям	тыс. куб. м	35 282,98	31 545,92	33 785,10
7	Удельное водоотведение	куб. м. /чел.	98,17	97,03	99,50
8	Удельная величина водоотведения в многоквартирных домах	куб. метров на 1 проживающего	66,01	67,87	68,07
9	Удельная величина водоотведения муниципальными бюджетными учреждениями:	куб. метров на 1 человека населения	4,42	4,19	4,47

Ливневая канализация

Неорганизованный сток - дождевые, талые и инфильтрационные воды, поступающие в системы коммунальной канализации через неплотности в элементах канализационной сети и сооружений.

По итогам 2021 года объем неорганизованных стоков составил 81 257,90 тыс.м3 или 37,6% общего объема отведенных сточных вод.

Объем неорганизованных стоков АО «Нижегородский водоканал» за 2019 -2021 годы отражен в таблице 3.5.20.

Таблица 3.5.20 - Объем неорганизованных стоков АО «Нижегородский водоканал» за 2019 -2021 годы

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
1	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
2	Неорганизованные стоки (дождевые/дренажные стоки)	тыс. м³/год	89 594,17	102 921,90	81 257,90
		%	40,1	44,1	37,6

В городском округе город Нижний Новгород дождевые и талые воды собираются отдельно от остальных стоков и сбрасываются без очистки в водоемы города.

Кроме того, на территории городского округа город Нижний Новгород очистные сооружения «Промстоки» выполняют функцию общезаводских локальных очистных сооружений для большей части промышленно-ливневого стока Нижегородской промышленной площадки предприятий Группы Газ.

ООО «Заводские сети» эксплуатирует очистные сооружения промливневых стоков проектной производительностью 175 тыс. м3/сутки.

Сбор ливневых стоков осуществляется канализационными насосными станциями промышленных и ливневых стоков - КНС промливневых стоков, СНС (Северная насосная станция), Северная перекачка.

Данные по объёмам неорганизованных стоков, поступающих в систему централизованного водоотведения ООО «Заводские сети», в открытых источниках отсутствуют.

Проблемы и направления их решения

Проведенный анализ системы водоотведения на территории городского округа город Нижний Новгород выявил, что основными техническими и технологическими проблемами системы водоотведения являются:

1. Прямой сброс неочищенных сточных вод в р. Ржавка и в р. Борзовка от объектов неподключенных к централизованной системе канализации в Ленинской районе города; Общий расчётный объём сброса ~ 600 тыс. м3/год через 5 открытых выпусков;

2.На городских канализационных очистных сооружениях не полностью произведена реконструкция сооружений биологической очистки (2 аэротенка из 12) с целью изъятия биогенных элементов; не работают сооружения доочистки (биопруды), обеззараживание стоков производится жидким хлором, что не позволяет стабильно обеспечить требуемое по нормативам качество очищенных сточных вод;

3.Недостаточная мощность сооружений по стабилизации осадка городских сточных вод – метантенков (в работе 2 метантенка из 3х по проекту), биогаз с метантенков сбрасывается в атмосферу (сооружения утилизации биогаза отсутствуют);

4. Перегрузка сооружений обезвоживания осадка (иловых площадок), недостаточная мощность цеха механического обезвоживания осадка (в работе 2 летночных прессфильтра, монтаж 2х прессфильтров не закончен);

5. Утилизация обезвоженного осадка производится на полигоне временного хранения не оборудованного противофильтрационным экраном и без грунтовой обваловки;

6. Неэффективно работает комплекс очистки сточных вод (КОБК-200) в пос. Березовая Пойма;

7. Сброс абонентами специфических веществ (солей тяжелый металлов, нефтепродуктов и т.п.) в канализационную сеть с превышением предельно- допустимых концентраций, что оказывает негативное влияние на систему транспортирования стоков и работу очистных сооружений;

8. Высокий износ канализационных сетей и насосных станций, заиливание трубопроводов в связи со снижением водопотребления и скорости движения потоков в трубопроводах;

9. Перегрузка ряда коллекторов в Нагорной части города, препятствующее подключению дополнительного объема стоков от районов перспективного строительства;

10. Высокий износ оборудования цеха обработки осадка на городских очистных сооружениях и не соответствие оборудования требованиям безопасности в газовом хозяйстве;

11. Магистральные коллекторы не имеют закольцовок и дублирующих участков (Ново-Мызинский, Ковалихинский и т.п.), в результате отсутствует техническая возможность обследования их внутреннего технического состояния, сохраняется риск возникновения техногенных аварий со сбросом неочищенных сточных вод в водоёмы;

12. Отсутствует управление системой канализования, нет возможности регулировать потоки в коллекторах и управлять притоком сточных вод на очистные сооружения особенно в период ливней, снеготаяния;

13. Существующая система измерения и учёта объёмов сточных вод и загрязнений в сточных водах не позволяет построить баланс загрязнений в количественном выражении по химическим соединениям, поступающим в систему канализации;

14. Недостаточная надежность электроснабжения канализационных насосных станций и городских канализационных очистных сооружений;

15. Очистные сооружения Новинского сельсовета находятся в аварийном состоянии, износ – 100%. Состояние канализационных насосных станций не удовлетворительное, износ составляет 99%;

16. В случае поднятия уровня воды в Чебоксарском водохранилище в зону подтопления попадает заречная часть Нижнего Новгорода. Уровень грунтовых вод поднимется и встанет вопрос строительства насосных станций с напорными трубопроводами, что потребует значительных капиталовложений.

17. Высокий уровень попадания грунтовых вод в централизованную систему водоотведения.

Основные направления развития системы водоотведения городского округа город Нижний Новгород включают в себя:

- строительство и реконструкцию канализационных очистных сооружений и насосных станций, включая реконструкцию Нижегородской станции аэрации;

- строительство и реконструкцию ливневых насосных станций;
- реконструкцию линейных объектов системы водоотведения для снижения нагрузки на магистральные коллекторы и городские очистные сооружения канализации от ненормируемого притока грунтовых и ливневых вод;
- развитие системы автоматизации и диспетчеризации на технологических объектах систем водоотведения посредством внедрения новых программно-аппаратных платформ;
- строительство и реконструкция линейных объектов водоотведения;
- установка приборов учета на канализационных насосных станциях;
- проведение мероприятий по улучшению энергообеспечения объектов водоотведения.

В перспективе для решения указанных проблем требуется реализация мероприятий, представленных в Разделе 8.

3.5.2.4.Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности в системе водоотведения и ожидаемых резервов и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения по зонам действия КОС, по зонам территориального деления и в целом по городскому округу по фактической нагрузке 2019 - 2021 годов представлен в таблице. 3.5.21.

Таблица 3.5.21 Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6
	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
1	Расчетное годовое поступление сточных вод на КОС	тыс м³/год	223 364,21	233 455,88	216 081,23
2	Расчетное среднесуточное поступление сточных вод на КОС,	тыс. м³/сут	611,96	639,61	592,00
3	Установленная производительность КОС - всего, в том числе	тыс. м³/сут	1201,8	1201,8	1201,8
	Нижегородская станция аэрации (НСА)	тыс. м³/сут	1200	1200	1200
	Очистные сооружения поселок Березовая Пойма (КОБК- 200)	тыс. м³/сут	0,2	0,2	0,2
	Очистные сооружения к.п. Зеленый город (поля фильтрации) д.о.Кудьма	тыс. м³/сут	1,6	1,6	1,6
4	Резерв (дефицит) производительности КОС	тыс. м³/сут	588,0	560,4	608,0
		%	49,0%	46,7%	50,7%

Общий объем резервной мощности канализационных очистных сооружений городского округа город Нижний Новгород составляет 50,7% максимальной мощности сооружений или 608 тыс. м3/сут.

Анализ резервов производственных мощностей по обработке и утилизации осадка Нижегородской станции аэрации представлен в таблице 3.5.22

Таблица 3.5.22 - Анализ резервов производственных мощностей по обработке и утилизации осадка Нижегородской станции аэрации

№ п/п	Технические параметры	Сооружения по стабилизации осадка (метантенки)	Сооружения обезвоживания очистных сооружений (иловые площадки)	Сооружения механического обезвреживания очистных сооружений (фильтр-пресса)	Полигон по хранению осадка, га
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	Год ввода в эксплуатацию	1977	1977-1982	1997	1997
2	Количество сооружений:				
2.1.	- по проекту	3	100 га	6	30га
2.2.	- фактически	2	100 га	2	занято 20,7 (по состоянию на 01.01.2015г.)
2.3.	- требуется на расчётный год (2025)	3	не требуется, при условии работоспособности 4-х пресс-фильтров;	4	
3	дефицит (-); резерв (+)	-1 (дефицит)		-2 (дефицит)	резерв 79,3%

Резерв производственных мощностей отсутствует по блоку сооружений стабилизации осадка (метантенки) и сооружениям по обезвоживанию осадка (иловым площадкам, фильр-прессам). Дефицит мощностей по обработке осадка ограничивает в значительной степени возможность расширения зоны действия очистных сооружений Нижегородской станции аэрации по приёму дополнительной нагрузки, несмотря на наличие резерва мощностей по гидравлической пропускной способности очистных сооружений.

Резервом производственных мощностей обладают емкостные очистные сооружения Нижегородской станции аэрации и п. Березовая Пойма, что предопределяет возможность расширения их зоны действия.

Очистные сооружения к.п. Зеленый город работают в настоящее время с 14% перегрузкой. Возможность расширения зоны действия очистных сооружений к.п. Зеленый город отсутствует.

В целом по городскому округу город Нижний Новгород производственная мощность канализационных очистных сооружений составляет 1 201,8 тыс. м3 в сутки, фактический уровень загрузки составляет 592 тыс. м3 в сутки или 50,7% общей мощности.

Учитывая изменившуюся ситуацию с водоотведением в г. Нижнем Новгороде, а именно: уменьшение общего объёма водоотведения, связанное с изменениями в промышленности, перепрофилированием и ликвидацией предприятий, использованием оборотного водоснабжения и других ресурсосберегающих технологий, планируется проведение реконструкции станции аэрации с целью достижения действующих нормативов в соответствии со справочником НДТ, а также приведение её проектной производительности к фактическим объёмам поступающих стоков.

Расчетная производительность (максимальный суточный расход) Нижегородской станции аэрации после реконструкции (с учетом динамики изменения фактического притока за с 2000 по 2020 гг.) составит 790 475,6 м3/сут.

В соответствии со Схемой водоснабжения и водоотведения городского округа город Нижний Новгород, ожидаемое значение объема поступления сточных вод на очистные сооружения в 2025 году составит 639 тыс. м3 в сутки или 233 235,00 тыс. м3 в год.

С учетом снижения производственной мощности очистных сооружений после реконструкции Нижегородской станции аэрации уровень резерва мощностей в 2025 году составит 19,2%, в 2030 году – 18,6%.

Анализ резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения на перспективу до 2030 года отражен в таблицах 3.5.23.

Таблица 3.5.23 - Показатели перспективных резервов и дефицитов производственных мощностей систем водоотведения по городскому округу город Нижний Новгород на период до 2030 г.

№ п.п.	Наименование ТЗ ВО/ Наименование показателя	ед.изм	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Объем отведенных сточных вод	тыс. м³/год	216 081,23	216 304,46	221 081,14	226 888,51	233 235,00	233 728,05	234 911,62
2	Расчетное годовое поступление сточных вод на КОС	тыс м³/год	216 081,23	216 304,46	221 081,14	226 888,51	233 235,00	233 728,05	234 911,62
3	Расчетное среднесуточное поступление сточных вод на КОС,	тыс. м³/сут	592,00	592,6	605,7	621,6	639,0	640,4	643,6
4	Установленная производительность КОС - всего, в том числе	тыс. м³/сут	1201,8	792,2756	792,2756	792,2756	792,2756	792,2756	792,2756
	Нижегородская станция аэрации (НСА)	тыс. м³/сут	1200	790,4756	790,4756	790,4756	790,4756	790,4756	790,4756
	Очистные сооружения поселок Березовая Пойма (КОБК- 200)	тыс. м³/сут	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Очистные сооружения к.п. Зеленый город (поля фильтрации) д.о.Кудьма	тыс. м³/сут	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
5	Резерв (дефицит) производительности КОС	тыс. м³/сут	608,0	197,9	184,8	168,9	151,5	150,1	146,9
		%	50,7%	25,0%	23,4%	21,4%	19,2%	19,0%	18,6%

3.5.2.5.Анализ показателей готовности системы водоотведения, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Централизованная система водоотведения представляет собой сложную систему инженерных сооружений, надежная и эффективная работа которых является одной из важнейших составляющих благополучия муниципального образования. По системе, состоящей из трубопроводов, каналов, коллекторов отводятся на очистку все сточные воды, образующиеся на территориях населенных пунктов, охваченных централизованной системой водоотведения.

В условиях экономии воды и ежегодного сокращения объемов водопотребления и водоотведения приоритетными направлениями развития системы водоотведения являются повышение качества очистки воды и надежности работы сетей и сооружений.

Практика показывает, что трубопроводные сети являются не только наиболее функционально значимым элементом системы канализации, но и наиболее уязвимым с точки зрения надежности. По-прежнему острой остается проблема износа канализационной сети. Для реконструируемых и вновь прокладываемых участков канализационных трубопроводов наиболее надежным и долговечным материалом является полиэтилен. Этот материал выдерживает ударные нагрузки при резком изменении давления в трубопроводе, является стойким к электрохимической коррозии. Реализуя комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности системы водоотведения, обеспечена устойчивая работа системы канализации.

Безопасность и надежность очистных сооружений обеспечивается:

– строгим соблюдением технологических регламентов;
– регулярным обучением и повышением квалификации работников;
– контролем за ходом технологического процесса;
– регулярным мониторингом состояния вод, сбрасываемых в водоемы, с целью недопущения отклонений от установленных параметров;
– регулярным мониторингом существующих технологий очистки сточных вод;
– внедрением рационализаторских и инновационных предложений в части повышения эффективности очистки сточных вод, использования высушенного осадка сточных вод. Согласно СанПиН 2.1.7.573-96, допускается использование осадков сточных вод, в качестве удобрений после предварительной обработки.

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 надежность систем водоснабжения и водоотведения - это комплексный показатель, характеризующий систему как безотказную, долговечную, ремонтопригодную, способную выполнять заданные функции, т.е. подавать (отводить) воду в расчетном количестве и качестве, отвечающим санитарным нормам.

Другими словами, под надежностью систем понимается их свойство выполнять функции водоотведения, сохраняя во времени установленные технологические показатели в пределах, соответствующих заданным режимам и условиям эксплуатации, технического обслуживания и хранения.

Интегральными показателями оценки надежности водоотведения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ [1/год] и относительный аварийный недоотвод сточных вод $G_{ав}/G_{расч}$, где $G_{ав}$ – аварийный недоотвод воды за год [м.куб.], $G_{расч}$ – расчетное количество сточных вод, пропускаемое системой водоотведения за год [м.куб.]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы канализации. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем водоотведения.

Для оценки надежности систем водоотведения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы водоотведения и внешних систем электроснабжения источников перекачки воды и очистных сооружений.

1. Показатель надежности электроснабжения систем водоотведения (КНС, КОС)_($К_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

при наличии резервного электроснабжения (или в случае отсутствия станций) $К_э = 1,0$;

при отсутствии резервного электроснабжения при мощности станций (м. куб/ч):

–до 500.- $К_э = 0,8$;

–500 – 2000.- $К_э = 0,7$;

–свыше 2000 - $К_э = 0,6$.

2. Показатель соответствия пропускной способности канализационных сетей фактическим нагрузкам ($К_б$).

Величина этого показателя определяется размером дефицита, (%):

–до 10 - Кб = 1,0;

–10 – 20 - Кб = 0,8;

–20 – 30 - Кб - 0,6;

–свыше 30 - Кб = 0,3.

3. Показатель уровня резервирования ($К_р$) элементов канализационной сети, характеризуемый отношением фактическим резервируемым количеством сетей к фактическому количеству участков сетей подлежащей резервированию:

–90 – 100 - Кр = 1,0;

–70 – 90 - Кр = 0,7;

–50 – 70 - Кр = 0,5;

–30 – 50 - Кр = 0,3;

–менее 30 - Кр = 0,2.

4. Показатель технического состояния канализационных сетей ($К_с$), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

–до 10 - Кс = 1,0;

–10 – 20 - Кс = 0,8;

–20 – 30 - Кс = 0,6;

–свыше 30 - Кс = 0,5.

5. Показатель интенсивности отказов канализационных сетей ($К_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков сети с ограничением пропускной способности, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$И_{отк} = n_{отк}/(3*S), [1/(км*год)],$$

где - $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

S- протяженность канализационной сети данной системы водоотведения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

–до 0,5 - Котк = 1,0;

–0,5 - 0,8 - Котк = 0,8;

–0,8 - 1,2 - Котк = 0,6;

–свыше 1,2 Котк = 0,5;

6. Показатель качества водоотведения ($К_ж$), характеризуемый количеством жалоб потребителей воды на нарушение качества водоотведения.

$$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм}*100, [\%]$$

где - $Д_{сумм}$ - количество зданий, подключенных к системе канализации;

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы канализации.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

–до 0,2 - Кж = 1,0;
–0,2 – 0,5 - Кж = 0,8;
–0,5 – 0,8 - Кж = 0,6;
–свыше 0,8 - Кж = 0,4.

7. Показатель надежности конкретной системы водоотведения ($К_{над}$) определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$ и $К_с$:

$$К_{над} = \frac{К_э + К_б + К_р + К_с + К_{отк} + К_ж}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

8. Общий показатель надежности систем водоотведения округа, городского округа (при наличии нескольких систем канализации) определяется:

$$К_{над}^{сист} = \frac{G_1 \cdot К_{над}^{сист1} + ... + G_n \cdot К_{над}^{сист n}}{G_1 + ... + G_n},$$

где - $К_{над}^{сист1}$, $К_{над}^{систn}$ - значения показателей надежности отдельных систем водоотведения;
G_1, G_n - расчетные нагрузки отдельных систем водоотведения, $м^3$/год.

Данные по расчету коэффициента надежности приведены в таблице 3.5.24.

Таблица 3.5.24 - Расчет коэффициента надежности системы водоотведения

Наименование	$К_э$	$К_б$	$К_р$	$К_с$	$К_{отк}$	$К_{жал}$	$К_{над}$
Система водоотведения городской округ город Нижний Новгород	1	1	1	0,5	1	1	0,9

В зависимости от полученных показателей надежности системы водоотведения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

–высоконадежные - более 0,9;
–надежные - 0,75 - 0,89;
–малонадежные - 0,5 - 0,74;
–ненадежные - менее 0,5.

Общий показатель надежности систем водоотведения городского округа город Нижний Новгород - 0,9. Оценка надежности данной системы водоотведения оценивается как надежная.

Перечень имеющихся проблемы и направления их решения отражены в разделе 3.5.2.3. настоящего раздела.

3.5.2.6.Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», постановлениями Правительства Российской Федерации и подзаконными актами при проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции, и ликвидации предприятий, зданий и сооружений в промышленности, сельском хозяйстве, в энергетике, на транспорте, жилищно-коммунальном секторе должен быть предусмотрен комплекс мероприятий по охране окружающей природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполняться требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения.

Проблема очистки сточных вод уже давно является одним из основных вопросов экологической безопасности. К сожалению, и в промышленных масштабах, и в условиях применения бытовых канализационных сетей достаточно часто уделяется недостаточное количество внимания на предварительную подготовку стоков.

Поэтому в систему центральной канализации зачастую попадают всевозможные отходы, в которых значительно превышаются ПДК сточных вод (предельно допустимые показатели) по различным критериям.

Предприятиями проводятся периодические мониторинги состояния стоков.

Основной задачей мониторинга состояния стоков является недопущение загрязнения поверхностных вод. Требования СанПиН сточные воды в этом вопросе ставят достаточно жесткие условия по содержанию вредных примесей в стоках, сброс которых производится в водоемы.

Основными характеристиками являются:

1.Количество взвешенных и плавающих примесей.

2.БПК сточных вод, характеристика, определяющая количество кислорода, необходимого для биохимического окисления веществ органического происхождения, имеющихся в стоках. То есть, чем более загрязнены стоки, тем большим будет это значение.

3.ХПК сточных вод, определяет количество кислорода, необходимого для химического разложения органических примесей.

4.Содержание различных химических веществ, способных нанести вред как человеку, так и окружающей среды.

5.Кислотность стоков.

Общее количество сбросов загрязняющих веществ с очистных сооружений АО «Нижегородский водоканал» за 2021 год составил 215 639,56 тонн.

Статистика сбросов загрязняющих веществ за 2019 - 2021 годы отражена в таблице 3.5.25.

Таблица 3.5.25 - Статистика сбросов загрязняющих веществ за 2019 - 2021 годы

№ п/п	Год	Фактический объем сбросов загрязняющих веществ, тонн
1	2	3
1	2019	222960,41
2	2020	232939,83
3	2021	215639,56

Функции по лабораторным исследованиям сточных вод на территории городского округа город Нижний Новгород осуществляет Управление Роспотребнадзора по Нижегородской области и Республике Мордовия.

Центральный объект системы водоотведения города — Нижегородская станция аэрации, очистные сооружения которой рассчитаны на полную биологическую очистку стоков.

Эффективность очистки сточных вод анализируется химико-бактериологической лабораторией по 40 показателям.

Сводные количественные результаты проведения проб на сбросе очищенных (частично очищенных) сточных вод АО «Нижегородский водоканал» отражены в таблице 3.5.26.

Таблица 3.5.26-Сводные количественные результаты проведения проб на сбросе очищенных (частично очищенных) сточных вод за 2019 – 2021 годы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	2019 г	2020 г	2021 г
1	2	3	5	6	7
1	Общее количество проведенных проб на сбросе очищенных (частично очищенных) сточных вод:	ед.	4 386	3 633	3 565
1.1.	взвешенные вещества	ед.	72	72	72
1.2.	БПК5	ед.	72	72	72
1.3.	аммоний-ион	ед.	72	72	72
1.4.	нитрит-анион	ед.	72	72	72
1.5.	фосфаты (по Р)	ед.	72	72	72
1.6.	нефтепродукты	ед.	72	72	72
1.7.	микробиология	ед.	72	453	461
2.	Количество проведенных проб, выявивших несоответствие очищенных (частично очищенных) сточных вод санитарным нормам (предельно допустимой концентрации) на сбросе очищенных (частично очищенных) сточных вод:	ед.	816	718	747
2.1.	взвешенные вещества	ед.	63	64	65
2.2.	БПК5	ед.	54	60	55
2.3.	аммоний-ион	ед.	22	18	6
2.4.	нитрит-анион	ед.	30	27	32
2.5.	фосфаты (по Р)	ед.	19	24	28
2.6.	нефтепродукты	ед.	61	41	47
2.7.	микробиология	ед.	4	2	2

Сбросные воды городского округа город Нижний Новгород оказывают вредное воздействие на окружающую среду. Наблюдаются превышения утвержденных нормативов допустимого сброса веществ по показателям взвешенные вещества, БПК5, нефтепродукты, нитриты, фосфаты.

Сточная вода не соответствует СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод» и ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (не является нормативно очищенной).

Анализ воздействия сбросов сточных вод на окружающую среду за 2021 год отражен в таблице 3.5.27.

Таблица 3.5.27 - Анализ воздействия сбросов сточных вод на окружающую среду за 2021 год

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Установленные сбросы (тонн)		Фактический сброс загрязняющего вещества в водные объекты, (тонн)	В том числе:		
		НДС	ВСС		НДС	в пределах ВСС	сверх-лимит
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Взвешенные вещества	744,66	2452,655	1296,409	744,66	551,749	0
2	Хлорид-анион (Хлориды)	30057,23	0	16167,869	16167,869	0	0
3	Сульфат-анион (сульфаты)	33577,448	0	11788,411	11788,411	0	0
4	Нитрит-анион	35,202	470,446	108,703	35,202	73,501	0

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Установленные сбросы (тонн)		Фактический сброс загрязняющего вещества в водные объекты, (тонн)	В том числе:		
		НДС	ВСС		НДС	в пределах ВСС	сверх-лимит
1	2	3	4	5	6	7	8
5	Нитрат-ион	10831,435	12262,823	8835,839	8835,839	0	0
6	Роданид - ион	1,53	0	0	0	0	0
7	АСПАВ	30,331	0	7,984	7,984	0	0
8	Хлороформ	0,813	0,669	0	0	0	0
9	Тетрахлорметан	0,0401	0,067	0	0	0	0
10	Трихлорэтилен	0,071	0,446	0	0	0	0
11	БПК полн.	774,454	1498,517	448,95	448,95	0	0
12	Сухой остаток	270785,89	0	75433,316	0	0	0
13	Фосфаты (по фосфору)	167,888	439,232	182,18	167,888	14,292	0
14	Аммоний-ион	135,391	5656,506	1127,642	135,391	992,251	0
15	Медь	0,27	0	0,52	0,27	0	0
16	Ртуть и ее соединения	2,62e-05	0	0	0	0	0
17	Хром трехвалентный	2,71	0	0	0	0	0
18	Фенол	0,27	0	0	0	0	0
19	Фторид-анион	13,541	0	116,445	13,541	0	102,904
20	Нефтепродукты	28,704	0	27,201	27,201	0	0
21	Алюминий	10,831	0	0	0	0	0
22	Железо	27,081	0	48,673	27,081	0	21,592
23	Кадмий	0,107	0	0	0	0	0
24	Кобальт	0,131	0	0	0	0	0
25	Марганец	7,312	0	18,032	7,312	0	10,72
26	Никель	1,353	0	0	0	0	0
27	Свинец	0,131	0	0	0	0	0
28	Хром шествиалентный	2,71	0	0	0	0	0
29	Цинк	3,111	0	3,41	3,11	0	0,299
30	Цианид-анион	0,401	0	0	0	0	0

Волга - пятая по величине в России и самая крупная река в Европе длиной более 3 тыс. км. Среди основных проблем Волги и Волжского бассейна эксперты и экологи называют сильное загрязнение и плохое качество воды, в ряде случаев достигающее критического уровня. Вопрос снижения антропогенной нагрузки на Волгу и водные объекты бассейна реки от сброса сточных вод является крайне актуальным, в том числе и для города Нижнего Новгорода.

Начиная с 2019 года в Нижегородской области осуществляется реализация мероприятий федерального проекта «Оздоровление Волги» (национальный проект «Экология»). В рамках указанного проекта в городе Нижнем Новгороде ведется строительство двух новых очистных сооружений для ликвидации сброса промывных вод, сбору и перекачке осадка в городскую канализацию - на водопроводной станции «Слудинская» и водопроводной станции «Малиновая гряда», а также реализуются мероприятия по реконструкция Нижегородской станции аэрации.

Реализация федерального проекта «Оздоровление Волги» в рамках национального проекта «Экология» по строительству и реконструкции очистных сооружений позволит уменьшить объем отводимых в реку с территории города загрязненных сточных вод, улучшит экологическое состояние окружающей среды.

3.5.3.Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы водоотведения городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах), установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2020 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

Финансовое состояние АО «Нижегородский водоканал» представлено в разделе 3.4.3. «Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за поставленные коммунальные ресурсы» Обосновывающих материалов.

Дебиторская задолженность по состоянию на 31.12.2020 представлена в разделе 3.4.3. «Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за поставленные коммунальные ресурсы» Обосновывающих материалов.

Величина действующих тарифов.

Величина тарифов на водоотведение, установленная Решением от 16.12.2021 № 56/91 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский водоканал» на 2018 – 2022 гг. представлена в табл. 3.5.28.

Таблица 3.5.28- Тарифы на водоотведение для АО «Нижегородский водоканал» на 2018 – 2022 гг.

№ п/п	Тарифы в сфере водоотведения	Периоды регулирования									
		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Жидкие бытовые отходы, руб./м^3	3,81	3,96	3,96	4,28	4,28	4,98	4,98	5,18	5,18	5,41
2.	Жидкие бытовые отходы, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Хозяйственно-бытовые сточные воды, отводимые товариществами собственников жилья, жилищно-строительными, жилищными и иными специализированными потребительскими кооперативами, управляющими организациями и другими лицами, осуществляющими деятельность по управлению многоквартирными домами, жителями индивидуальных жилых домов и другими абонентами, отводящими преимущественно сточные воды, связанные с хозяйственно-бытовой деятельностью, в отношении которых не устанавливаются нормативы водоотведения (сброса) по составу сточных вод, нормативы допустимых сбросов абонентов, руб./м^3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.	Хозяйственно-бытовые сточные воды, отводимые товариществами собственников жилья, жилищно-строительными, жилищными и иными специализированными потребительскими кооперативами, управляющими организациями и другими лицами, осуществляющими деятельность по управлению многоквартирными домами, жителями индивидуальных жилых домов и другими абонентами, отводящими преимущественно сточные воды, связанные с хозяйственно-бытовой деятельностью, в отношении которых не устанавливаются нормативы водоотведения (сброса) по составу сточных вод, нормативы допустимых сбросов абонентов, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	13,63	14,16	14,40	15,55	15,55	18,10	18,10	19,82	19,82	20,69
5.	Хозяйственно-бытовые сточные воды, отводимые товариществами собственников жилья, жилищно-строительными, жилищными и иными специализированными потребительскими кооперативами, управляющими организациями и другими лицами, осуществляющими деятельность по управлению многоквартирными домами, жителями индивидуальных жилых домов и другими абонентами, отводящими преимущественно сточные воды, связанные с хозяйственно-бытовой деятельностью, в отношении которых не устанавливаются нормативы водоотведения (сброса) по составу сточных вод, нормативы допустимых сбросов абонентов Кстовского муниципального района Нижегородской области, подключенных к централизованной системе водоотведения городского округа город Нижний Новгород, руб./м^3										

№ п/п	Тарифы в сфере водоотведения	Периоды регулирования									
		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
	Население (с учетом НДС)	13,63	14,16	14,40	15,55	15,55	16,17	16,17	16,82	16,82	17,55
6.	Сточные воды, отводимые абонентами, для объектов которых устанавливаются нормативы водоотведения (сброса) по составу сточных вод, нормативы допустимых сбросов абонентов, руб./м^3	17,30	17,97	17,97	19,42	19,42	22,60	22,60	23,50	23,50	24,53
7.	Сточные воды, отводимые абонентами, для объектов которых устанавливаются нормативы водоотведения (сброса) по составу сточных вод, нормативы допустимых сбросов абонентов, руб./м^3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Население (с учетом НДС)										
8.	Сточные воды, отводимые иными абонентами, руб./м^3	15,49	16,09	16,09	17,39	17,39	20,24	20,24	21,05	21,05	21,98
9.	Сточные воды, отводимые иными абонентами, руб./м^3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Население (с учетом НДС)										

Величина тарифов в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 25.11.2021 № 48/60 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Нижегородский завод 70-летия Победы» представлена в табл. 3.5.29.

Таблица 3.5.29 – Тарифы в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ООО «Нижегородский завод 70-летия Победы»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования		
		2021 год	2022 год	
		С 1 декабря по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Транспортировка сточных вод с использованием канализационных сетей, находящихся на территории г. Нижнего Новгорода, руб./м^3	9,52	9,52	9,93
2.	Транспортировка сточных вод с использованием канализационных сетей, находящихся на территории г. Нижнего Новгорода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-

Величина тарифов в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 02.11.2021 № 40/30 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ПАО «Завод Красное Сормово» представлена в табл. 3.5.30.

Таблица 3.5.30 – Тарифы в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ПАО «Завод Красное Сормово»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Водоотведение, руб./м^3	66,64	67,97	67,97	69,99	69,99	72,15	72,15	78,72	78,72	79,08
2.	Водоотведение, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 20.12.2021 № 58/17 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для ООО «Заводские сети» представлена в табл. 3.5.31.

Таблица 3.5.31 – Тарифы в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для ООО «Заводские сети»

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Водоотведение (без учета очистки сточных вод), руб./м^3	5,98	6,22	6,22	6,49	6,49	6,75	6,75	7,02	7,02	7,31
2.	Водоотведение (без учета очистки сточных вод), руб./м^3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
	Население (с учетом НДС)										
3.	Водоотведение (с учетом очистки сточных вод путем гидрозолоудаления), руб./м^3	3,89	6,23	6,23	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49
4.	Водоотведение (с учетом очистки сточных вод путем гидрозолоудаления), руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.	Водоотведение, руб./м^3	28,96	31,79	31,79	33,19	33,19	33,52	33,52	34,10	34,10	34,18
6.	Водоотведение, руб./м^3 Население (с учетом НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Величина тарифов в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная Решением от 29.10.2020 № 40/39 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский машиностроительный завод» представлена в табл. 3.5.32.

Таблица 3.5.32 – Тарифы в сфере водоотведения для потребителей г. Нижнего Новгорода, установленная для АО «Нижегородский машиностроительный завод»«

№ п/п	Тарифы в сфере холодного водоснабжения и водоотведения	Периоды регулирования									
		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
		С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря	С 1 января по 30 июня	С 1 июля по 31 декабря
1.	Транспортировка сточных вод с использованием канализационных сетей, находящихся на территории г. Нижнего Новгорода, руб./м^3	8,64	8,83	8,83	9,02	9,02	9,32	9,32	9,69	9,69	10,08
2.	Транспортировка сточных вод с использованием канализационных сетей, находящихся на территории г. Нижнего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Новгорода, руб./м^3 Население (с учетом НДС)										

Анализ структуры платы граждан за водоотведение.

Структура цен (тарифов) в сфере водоотведения городского округа город Нижний Новгород состоит из цен (тарифов) для потребителей и населения на водоотведение.

Также Региональной службой по тарифам Нижегородской области устанавливаются тарифы на водоотведение на нужды предприятий.

Плата за подключение к централизованной системе централизованного водоотведения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к централизованной системе водоотведения.

В соответствии с частями 13 и 14 статьи 18 (Федеральный закон от 07.12.2011 №416-ФЗ (ред. от 25.12.2018) "О водоснабжении и водоотвдении") плата за подключение (технологическое присоединение) рассчитывается организацией, осуществляющей холодное водоснабжение и (или) водоотведение, исходя из установленных тарифов на подключение (технологическое присоединение) с учетом величины подключаемой (технологически присоединяемой) нагрузки и расстояния от точки подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства заявителя до точки подключения (технологического присоединения) водопроводных и (или) канализационных сетей к централизованной системе холодного водоснабжения и (или) водоотведения.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе водоотведения на 2022 год, установленная Решением от 25.11.2021 № 48/3 Региональной службы по тарифам Нижегородской области для АО «Нижегородский водоканал» отражена в таблице 3.5.33.

Таблица 3.5.33 - Тариф на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения АО «Нижегородский водоканал»

Наименование ставки тарифа	Ставка тарифа (без учета НДС)
Ставки тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку, тыс.руб./м^3 в сутки:	5,32
Ставки тарифа за расстояние от точки подключения (технологического присоединения) объекта заявителя до точки подключения канализационных сетей к объектам централизованной системы водоотведения:	
Ставки тарифа за протяженность канализационной сети (прокладка трубопровода открытым способом), тыс. руб./км:	
в футляре:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	9563,43
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	10246,30
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	11559,94
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	12130,25
без футляра:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	4777,55
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	5016,28
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	4674,68
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	5126,88
Ставки тарифа за протяженность канализационной сети (прокладка трубопровода способом горизонтально направленного бурения (ГНБ)), тыс.руб./км:	
в футляре:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	19187,73
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	21851,43
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	24881,51

Наименование ставки тарифа	Ставка тарифа (без учета НДС)
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	29262,54
без футляра:	
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром до 100 мм (включительно)	14 861,85
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 101 мм до 150 мм (включительно)	15 644,86
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 151 мм до 200 мм (включительно)	15 312,16
Ставка тарифа за протяженность сети диаметром от 201 мм до 250 мм (включительно)	17 130,61

3.6. Характеристика состояния и проблем в системе утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов.

3.6.1.Описание организационной структуры, формы собственности и системы договоров между коммунальными организациями, а также с потребителями

В 2014-2015 гг. в Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» внесены существенные изменения, направленные на создание новой системы обращения с ТКО:

– перераспределение полномочий в области обращения с ТКО между субъектами РФ и органами местного самоуправления;

– необходимость разработки территориальной схемы обращения с отходами, определяющей систему обращения с ТКО на территории субъекта РФ;

– введение регионального оператора по обращению с ТКО и переход услуги за сбор и вывоз мусора из разряда жилищной в коммунальную.

Условно создание новой системы обращения с отходами разделено на 3 этапа:

– 1 этап: разработка и утверждение территориальных схем в области обращения с отходами;

– 2 этап: выбор регионального оператора по обращению с ТКО;

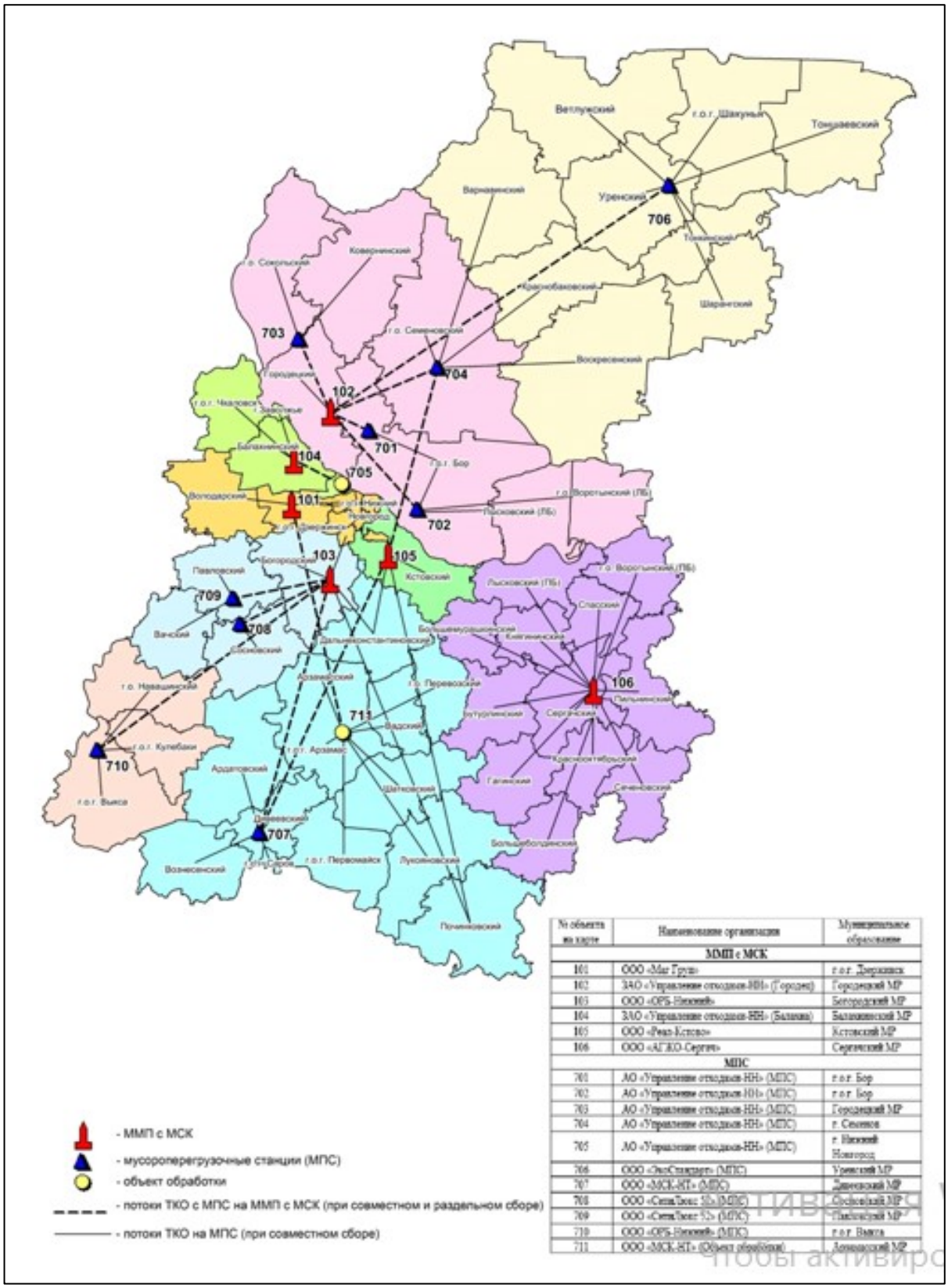
– 3 этап: постепенное внедрение раздельного сбора мусора.

Поэтапный запуск новой системы регулирования в области обращения с ТКО в срок до 01.01.2019 позволил субъектам РФ по мере готовности перейти на новую систему обращения с ТКО, при которой обращение с ТКО осуществляется только по договорам с региональным оператором по обращению с ТКО. После определения регионального оператора все организации, у которых образуются отходы, заключают договор на оказание услуг по обращению (сбор, транспортирование, обработка, утилизация, обезвреживание, захоронение) ТКО с региональным оператором, в зоне деятельности которого образуются ТКО и находятся места их сбора.

Постановлением Правительства Нижегородской области от 18.11.2019 № 843 (с изм. от 04.06.2021 № 470) утверждена Территориальная схема обращения с отходами, в том числе твердыми коммунальными отходами, Нижегородской области, и организовано проведение конкурсного отбора региональных операторов и определения зоны их деятельности.

Для решения негативных ситуаций в сфере обращения с отходами была разработана Региональная программа в области обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области на период 2019-2024 годов, которая утверждена постановлением Правительства Нижегородской области от 17.07.2019 № 446.

Существующая схема потоков транспортировки твердых коммунальных отходов на территории Нижегородской области отражена на рисунке 3.6.1.



№ объекта на карте	Наименование организации	Муниципальное образование
ММП с МСК		
101	ООО «Мак Групп»	г.о.г. Дзержинск
102	ЗАО «Управление отходами-НН» (Городец)	Городецкий МР
103	ООО «ОРБ-Нижний»	Богородский МР
104	ЗАО «Управление отходами-НН» (Балахна)	Балахнинский МР
105	ООО «Ремо-Кстово»	Кстовский МР
106	ООО «АГКО-Сергач»	Сергачский МР
МПС		
701	АО «Управление отходами-НН» (МПС)	г.о.г. Бор
702	АО «Управление отходами-НН» (МПС)	г.о.г. Бор
703	АО «Управление отходами-НН» (МПС)	Городецкий МР
704	АО «Управление отходами-НН» (МПС)	г. Семенов
705	АО «Управление отходами-НН» (МПС)	г. Нижний Новгород
706	ООО «ЭкоСтандарт» (МПС)	Уренский МР
707	ООО «МСК-НТ» (МПС)	Дивеевский МР
708	ООО «СитиТранс 52» (МПС)	Сосновский МР
709	ООО «СитиТранс 52» (МПС)	Павловский МР
710	ООО «ОРБ-Нижний» (МПС)	г.о.г. Выкса
711	ООО «МСК-НТ» (Объект обработки)	Ленинский МР

Чтобы активиро

Рисунок 3.6.1 – Существующая схема потоков транспортировки твердых коммунальных отходов на территории Нижегородской области

Территория Нижегородской области разделена на 9 зон деятельности региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами. (рисунок 3.6.2)

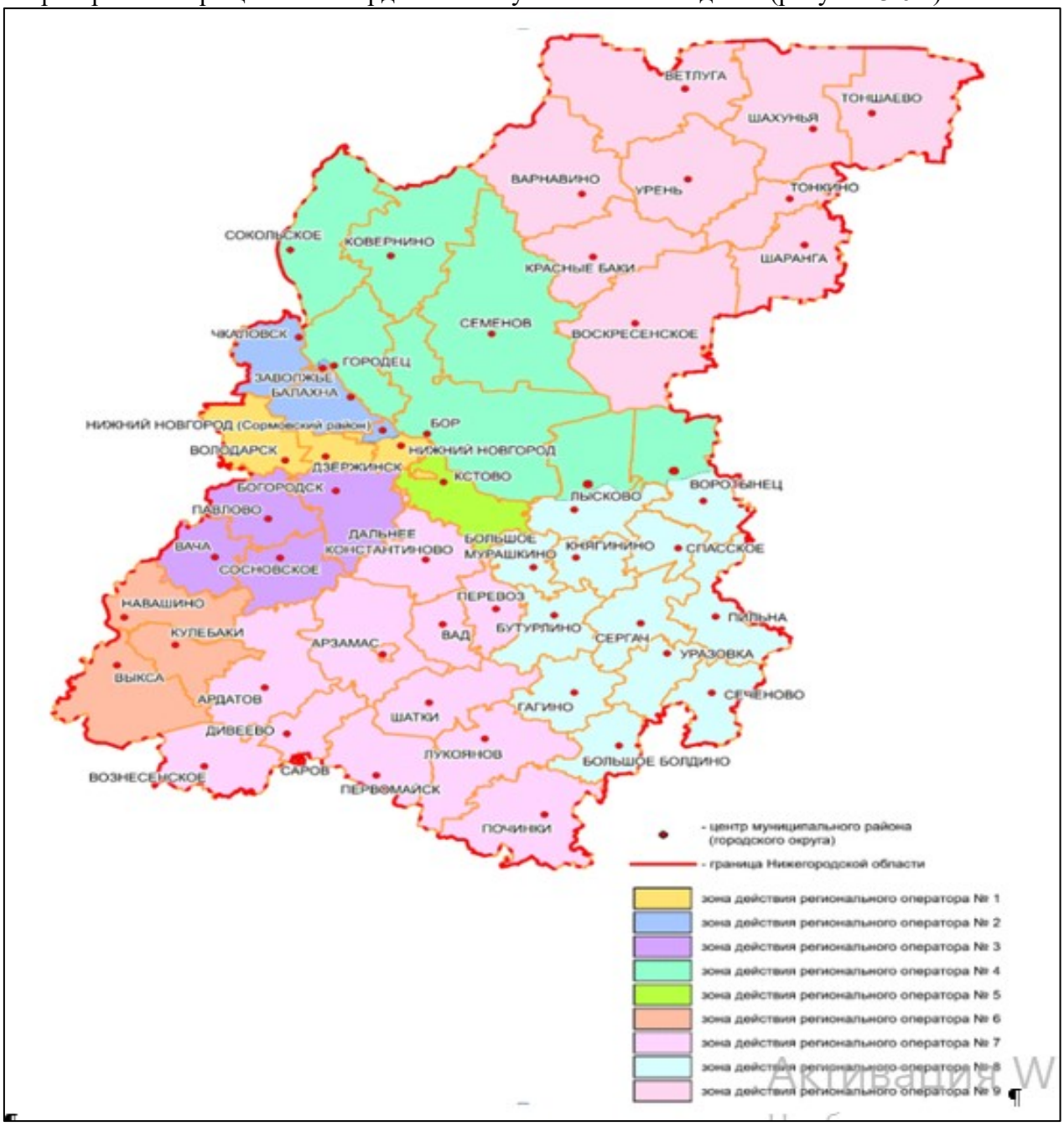


Рисунок 3.6.2 – Зоны деятельности региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами на территории Нижегородской области

В период 2017-2018 гг. по каждой зоне деятельности проведены конкурсные процедуры и определен региональный оператор:

Зона деятельности № 1 - ООО - «Нижэкология-НН»;

Зоны деятельности № 2, 4 - АО «Управление отходами - НН»;

Зона деятельности № 3 - ООО «СитиЛюкс 52»;

Зона деятельности № 5 - ООО «Реал-Кстово»;

Зона деятельности № 6 - ООО «ОРБ Нижний»;

Зоны деятельности № 7, 8 - ООО «МСК-НТ»;

Зона деятельности № 9 - ООО «Экостандарт».

По результатам конкурсных отборов статус регионального оператора на территории Нижегородской области присвоен семи организациям.

С 8 апреля 2021 года АО «Управление отходами – НН» переименован в АО «СИТИМАТИК-Нижний Новгород» (АО «СИТИМАТИК – НН»).

Территория городского округа город Нижний Новгород входит в 3 зоны деятельности региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами - зона деятельности № 1, 2, 3.

По результатам конкурсных отборов статус регионального оператора на территории городского округа город Нижний Новгород присвоен трем организациям - ООО «Нижэкология-НН», АО «СИТИМАТИК - НН», ООО «СитиЛюкс 52».

Сведения о региональных операторах, осуществляющих деятельность на территории городского округа город Нижний Новгород отражены в Таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 - Сведения о региональных операторах, осуществляющих деятельность на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Зона деятельности регионального оператора по обращению с ТКО	Муниципальные образования, входящие в зону	Региональный оператор по обращению с ТКО	Дата заключения соглашения	Лицензия
1	2	3	4	5	
1	Зона деятельности № 1	Городской округ г. Нижний Новгород (за исключением Сормовского района и Новинского сельсовета), г.о. г. Дзержинск, Володарский район	ООО «Нижэкология-НН»	31.01.2018 г.	№052-217 от 08.06.2016, № (52) - 5487 - Т от 09.04.2018 (до- 04.04.2119г.) Деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности
2	Зона деятельности № 2	Балахнинский, Чкаловский районы, г. Заволжье, Сормовский район г. Нижнего Новгорода	АО «СИТИМАТИК - НН»	24.01.2018 г.	№ (52)-527736-СТОР/П от 14.05.2021 Деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов III - IV классов опасности
3	Зона деятельности № 3	Богородский, Павловский, Сосновский, Вачский районы, Новинский сельсовет	ООО «СитиЛюкс 52»	12.03.2018 г.	№ 052-189 от 04.02.2016 Деятельность по сбору, транспортированию, размещению отходов III - IV классов опасности, Обработке, утилизации отходов IV класса опасности. № (52)-6774-Т от 03.12.2018 Деятельность по транспортированию отходов I - IV классов опасности

Зона деятельности регионального оператора № 1

Согласно Соглашения об организации деятельности по обращению с твердыми коммунальными отходами на территории Нижегородской области (зона деятельности 1) от 31.01.2018 года статус регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами сроком на 11 лет присвоен ООО «Нижэкология-НН».

В зону обслуживания входят городской округ город Нижний Новгород (за исключением Сормовского района г. Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета), городской округ город Дзержинск, Володарский муниципальный район.

Зона деятельности регионального оператора № 2

Согласно Соглашения об организации деятельности по обращению с твердыми коммунальными отходами на территории Нижегородской области (зона деятельности 2) от 24.01.2018 года статус регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами сроком на 11 лет присвоен АО « СИТИМАТИК -НН».

В зону обслуживания входят Сормовский район г. Нижнего Новгорода, Балахнинский муниципальный район, городской округ город Чкаловск, город Заволжье.

Зона деятельности регионального оператора № 3

Согласно Соглашения об организации деятельности по обращению с твердыми коммунальными отходами на территории Нижегородской области (зона деятельности 3) от 12.03.2018 года статус регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами сроком на 10 лет присвоен ООО «СитиЛюкс 52».

В зону обслуживания входят Богородский, Павловский, Сосновский и Вачский муниципальные районы г. Нижний Новгород, Новинский сельсовет.

Схема движения отходов твердых коммунальных отходов на территории Нижегородской области отражена на рисунке 3.6.3.

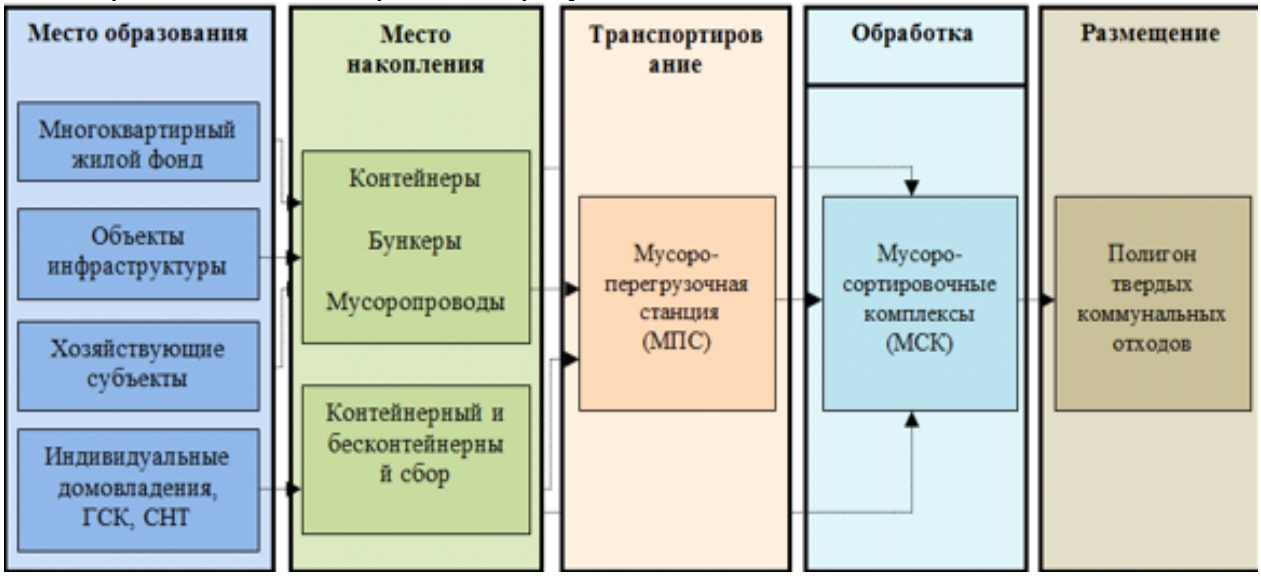


Рисунок 3.6.3 – Схема движения твердых коммунальных отходов на территории Нижегородской области

На территории городского округа город Нижний Новгород осуществляется сбор и утилизация отходов I – V классов опасности. Наибольшую долю в общем объеме отходов составляют отходы V класса опасности (71,2%) и IV класса опасности (27,7%).

Места нахождения источников образования отходов классифицируются в разрезе 9 кластеров в соответствии с зонами деятельности региональных операторов по обращению с ТКО на территории Нижегородской области:

- Зона деятельности № 1 - Новоигумновский кластер;
- Зона деятельности № 2 - Балахнинский кластер;
- Зона деятельности № 3 - Богородский кластер;
- Зона деятельности № 4 - Городецкий кластер;
- Зона деятельности № 5 - Кстовский кластер;
- Зона деятельности № 6 - Выксунский кластер;
- Зона деятельности № 7 - Арзамасский кластер;
- Зона деятельности № 8 - Сергачский кластер;
- Зона деятельности № 9 - Уренский кластер.

Места нахождения источников образования отходов городского округа город Нижний Новгород расположены на территории Новоигумновского, Балахнинского и Богородского кластеров.

Источниками образования отходов на территории городского округа город Нижний Новгород являются объекты жилого фонда, учреждения и предприятия общественного назначения и промышленные предприятия. Все источники образования отходов можно разделить на две основные группы: объекты жилого фонда и объекты нежилого фонда. Кроме этого, следует использовать деление на группы по видам отходов: а) объекты, образующие отходы, подобные коммунальным; б) объекты, образующие кроме подобных коммунальным - не относящиеся к ТКО отходы производства. Таким образом, формируются три группы источников образования отходов:

1) объекты жилого фонда, образующие ТКО;

2) объекты нежилого фонда, образующие отходы, подобные коммунальным;

3) объекты, образующие кроме подобных коммунальным - не относящиеся к ТКО отходы производства.

Наибольшая доля образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород приходится на жилищный фонд - 73,6%.

Вся территория городского округа город Нижний Новгород охвачена планово-регулярной контейнерной системой очистки территории от мусора. Согласно данным Территориальной схемы обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области, на территории городского округа город Нижний Новгород расположены 11 333 контейнерных площадки для сбора твердых коммунальных отходов с 20 818 контейнерами различного типа.

Реестр мест (площадок) накопления твердых коммунальных отходов города Нижнего Новгорода, а также электронная схема размещения мест (площадок) накопления ТКО размещены на официальном сайте администрации города Нижнего Новгорода в разделе Экология по ссылке https://нижнийновгород.рф/Municipalitet/management/structure/97.

Ведение Реестра осуществляется в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2018 г. № 1039 «Об утверждении Правил обустройства мест (площадок) накопления твердых коммунальных отходов и ведения их реестра».

Раздельный сбор отходов на территории городского округа город Нижний Новгород осуществляется путем перехода на двух контейнерную систему сбора ТКО.

Применение мусоросортировочных комплексов устраняет необходимость обременять жителей города обязанностями сложного (многокомпонентного) раздельного сбора большей части отходов при обеспечении высоких показателей ресурсосбережения,

что позволяет внедрять постепенно систему «простого» раздельного (двухпоточного) накопления отходов по принципу «сухие/влажные».

На территории городского округа город Нижний Новгород организован контейнерный и бесконтейнерный сбор отходов.

Периодичность удаления (опорожнения контейнеров) и сбора ТКО (бесконтейнерный способ) осуществляется по договорам-графикам.

Отходы промышленных предприятий вывозят сами предприятия с привлечением транспорта специализированных организаций на специально оборудованные места захоронения, специализированные места их размещения (переработки) или сооружения для обезвреживания.

Большинство промышленных предприятий имеют собственные объекты размещения промышленных отходов, что позволяет частично решить задачу по изоляции промышленных отходов в целях недопущения их негативного воздействия на окружающую среду.

Сбор и обезвреживание биологических отходов осуществляется при соблюдении требования Ветеринарно-санитарных правил сбора, утилизации и уничтожения биологических отходов (утв. Главным государственным ветеринарным инспектором Российской Федерации 4 декабря 1995 N 13-7-2/469).

Медицинские отходы собираются на территориях соответствующих учреждений, в которых они образуются. Единые требования к организации системы сбора, перемещения, дезинфекции, временного хранения отходов в пределах лечебно-профилактических учреждений независимо от их формы собственности и ведомственной подчиненности установлены санитарными правилами и нормами СанПиН 2.1.7.2790-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к обращению с медицинскими отходами».

Обращение с ртутьсодержащими отходами регулируется законами, ГОСТ 12.3.031-83 «Работа с ртутью» и иными нормативными правовыми актами федерального уровня. Ртутьсодержащие отходы утилизируются лицензируемыми предприятиями.

Отходы I класса опасности – отработавшие ртутьсодержащие лампы, подлежат сбору и отправке на демеркуризацию в специализирующиеся предприятия согласно «Положению о порядке сбора и передачи на утилизацию отработавших ртутьсодержащих ламп».

Накопление отходов I и II класса опасности осуществляют юридические лица, в том числе осуществляющие управление многоквартирными домами, на основании заключенного договора или заключившие с собственниками помещений в многоквартирном доме договоры на оказание услуг по содержанию и ремонту общего имущества в таком доме, и индивидуальные предприниматели, являющиеся потребителями отходов I и II класса опасности.

Накопление сроком не более одиннадцати месяцев отходов I и II класса опасности производится раздельно от других видов отходов в отдельном специально выделенном помещении. Помещение должно быть защищено от воздействия химически агрессивных сред, атмосферных осадков, поверхностных и грунтовых вод, иметь возможность для проветривания. Двери помещения должны запираться и иметь надпись «Посторонним вход запрещен».

Место первичного сбора и размещения отходов I и II класса опасности у потребителей, являющихся собственниками, нанимателями, пользователями помещений в многоквартирных домах, определяется собственниками помещений в многоквартирных домах или по их поручению лицами, осуществляющими управление многоквартирными домами на основании заключенного договора управления или договора оказания услуг и (или) выполнения работ по содержанию и ремонту общего имущества в таких домах, по согласованию с соответствующей специализированной организацией.

Территориальной схемой обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области установлены следующие потоки твердых коммунальных отходов (ТКО), образующихся на территории городской округ город Нижний Новгород.

Потоки твердых коммунальных отходов Новоигумновского кластера: отходы городского округа город Нижний Новгород (за исключением Сормовского района города Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета) направляются для обработки и захоронения на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом городского округа город Дзержинск (ООО «МАГ Груп»).

Потоки твердых коммунальных отходов Балахнинского кластера: отходы Сормовского района города Нижнего Новгорода концентрируются на мусороперегрузочную станцию Сормово и проходят обработку. Отходы после обработки направляются на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом Балахнинского района для захоронения (АО «СИТИМАТИК - Нижний Новгород»).

Потоки твердых коммунальных отходов Богородского кластера: потоки отходов Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород направляются для обработки и захоронения на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом Богородского района (ООО «ОРБ-Нижний»).

Следует отметить, что на территории городского округа город Нижний Новгород пока действуют и старые объекты размещения отходов, имеющие лицензии, но фактически являющиеся незначительно улучшенными свалками. В их инфраструктуру не входят мусоросортировочные линии, не предусмотрена изоляция карт размещения отходов синтетическими материалами, отсутствует отвод биогаза и фильтрата, система экологического мониторинга. Организации, эксплуатирующие такие объекты, не проводят их рекультивацию. К таким объектам относятся шламонакопители отходов производства.

3.6.2. Анализ существующего технического состояния объектов, используемых для утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов

3.6.2.1.Анализ эффективности и надежности объектов, используемых для утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов.

Технические параметры, остаточный ресурс, ограничения использования мощностей, качество эксплуатации, наладки и ремонтов, системы учета расхода ресурсов и т.п

Технические параметры

Постановлением Правительства Нижегородской области от 5.06.2018 № 407, утвержден порядок накопления твердых коммунальных отходов (в том числе их раздельного накопления) на территории Нижегородской области.

Накопление отходов осуществляется следующими способами:

- накопление отходов в многоквартирных домах с использованием мусоропроводов и мусороприемных камер (при наличии соответствующей внутридомовой инженерной системы);
- накопление отходов в контейнеры и бункеры, расположенные на контейнерных площадках;
- накопление крупногабаритных отходов на специальных площадках для накопления крупногабаритных отходов;
- накопление отходов в пакеты или другие предназначенные для накопления ЖО емкости непосредственно от населения без использования каких-либо дополнительных устройств для предварительного накопления с установленных договором на оказание услуг по обращению с ТКО мест сбора и накопления.

Для сбора ТКО от населения и организаций на территории городского округа город Нижний Новгород используется контейнерная/бункерная и бесконтейнерная система сбора ТКО. Кроме того, для сбора отходов используются пресскомпакторы и биокомпакторы.

Население, проживающее в многоквартирных жилых домах, не оборудованных мусоропроводом, выносит коммунальные отходы в металлические контейнеры и бункеры, которые отгружаются специализированным транспортом ежедневно. Контейнеры и бункеры размещаются на специально оборудованных площадках, расположенных в местах общего пользования, дворовых территориях, территориях предприятий и организаций округа.

Раздельное накопление ТКО предусматривает разделение ТКО потребителями по морфологическим компонентам, складирование разделенных морфологических компонентов ТКО на контейнерных площадках в соответствующие контейнеры, предназначенные для раздельного накопления ТКО.

При раздельном накоплении отходов из ТКО выделяются вторичные материальные ресурсы, подлежащие утилизации.

Организация раздельного накопления ТКО на территории Нижегородской области осуществляется следующими способами:

- двухконтейнерная (дуальная) система раздельного накопления ТКО, при которой сухие морфологические компоненты ТКО, в том числе бумага, картон, пластик, полиэтилен, металл, стекло, текстиль — не загрязненные, пригодные к утилизации (за

исключением загрязненных и органических (пищевых) отходов), размещаются в одном контейнере с красной или желтой цветовой индикацией. Морфологические компоненты ТКО, не подлежащие утилизации, размещаются в контейнере с серой, зеленой или коричневой цветовой индикацией;

- многоконтейнерная система раздельного накопления ТКО, при которой отходы, подлежащие утилизации, размещаются в отдельных контейнерах с различной цветовой индикацией по каждому морфологическому виду отхода.

Контейнеры для раздельного накопления ТКО должны иметь маркировку с содержанием информации о материалах, подлежащих накоплению в соответствующем контейнере, а также иметь сведения о сроках вывоза отходов, сведения об организации, осуществляющей транспортирование ТКО от места их накопления.

Вывоз раздельно собранных ТКО с мест их накопления должен осуществляться раздельно. При погрузке раздельно собранных отходов должны обеспечиваться условия, при которых раздельно собранные отходы не должны смешиваться с несортированными отходами.

Раздельный сбор отходов на территории городского округа город Нижний Новгород осуществляется путем перехода на двух контейнерную систему сбора ТКО.

Применение мусоросортировочных комплексов устраняет необходимость обременять жителей города обязанностями сложного (многокомпонентного) раздельного сбора большей части отходов при обеспечении высоких показателей ресурсосбережения, что позволяет внедрять постепенно систему «простого» раздельного (двухпоточного) накопления отходов по принципу «сухие/влажные».

К контейнерам предъявляется ряд требований, согласно Порядка накопления твердых коммунальных отходов:

- необходимое количество контейнеров на контейнерной площадке и их вместимость определяются исходя из нормативов накопления отходов;

- количество и объем контейнеров могут быть изменены по заявлению собственников помещений в многоквартирном доме и индивидуальных жилых домов, либо уполномоченным собственниками лицом, осуществляющим управление многоквартирным домом по согласованию с региональным оператором, при этом уменьшение количества контейнеров для несортированных ТКО допускается только при условии осуществления такими лицами раздельного накопления ТКО и снижения нормативов накопления отходов;

- количество контейнеров, необходимых для накопления ТКО, образуемых юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, определяется исходя из установленных нормативов накопления ТКО и в соответствии с условиями договора об оказании услуг по обращению с ТКО;

- конструкция контейнеров не должна допускать попадания внутрь атмосферных осадков, проникновения животных;

- в контейнерах, предназначенных для накопления ТКО, запрещается размещать горящие, раскаленные или горячие отходы, крупногабаритные отходы, снег и лед, осветительные приборы и электрические лампы, содержащие ртуть, батареи и аккумуляторы, медицинские отходы, а также иные отходы, которые могут причинить вред жизни и здоровью лиц, осуществляющих погрузку (разгрузку) контейнеров, повредить контейнеры, мусоровозы или нарушить режим работы объектов по обработке, обезвреживанию, захоронению твердых коммунальных отходов;

- обращение с отработанными ртутьсодержащими лампами осуществляется в соответствии с Правилами обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортировка или размещение которых может повлечь за собой причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям,

окружающей среде, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 года №2681.

Согласно данным Территориальной схемы обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области, на территории городского округа город Нижний Новгород расположены 11 333 контейнерных площадки для сбора твердых коммунальных отходов с 20818 контейнерами различного типа.

Реестр мест (площадок) накопления твердых коммунальных отходов города Нижнего Новгорода, а также электронная схема размещения мест (площадок) накопления ТКО размещены на официальном сайте администрации города Нижнего Новгорода в разделе Экология по ссылке https://нижнийновгород.рф/Municipalitet/management/structure/97.

Ведение Реестра осуществляется в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2018 г. № 1039 «Об утверждении Правил обустройства мест (площадок) накопления твердых коммунальных отходов и ведения их реестра».

Перечень и характеристика мест накопления твердых коммунальных отходов (контейнерных площадок) на территории городского округа город Нижний Новгород представлены в Приложении 3 к Обосновывающим материалам настоящей Программы.

Общий объем мест (площадок) накопления ТКО составляет 23644,5 м3/сут.

Общие сведения о местах накопления твердых коммунальных отходов (контейнерных площадок) на территории городского округа город Нижний Новгород представлены в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 - Общие сведения о местах накопления твердых коммунальных отходов (контейнерных площадок) на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование района	количество контейнерных площадок, ед.	Количество контейнеров/ бункеров, ед	в том числе						Общий объем объектов сбора ТКО, м3
				Био-компактор	Пресс-компактор	бункеров, объемом 8 м3 и больше	Контейнер объемом 1,1 м3	Контейнер объемом 0,75 м3 и менее	Подворный сбор, мешки	
1	Автозаводской район	1602	3635	0	1	8	2817	809	0	3752,93
2	Канавинский район	1408	2411	1	13	88	2085	224	0	3435,25
3	Ленинский район	1161	2100	1	10	82	1743	264	0	2889,10
4	Московский район	2189	2963	0	1	54	1513	70	1325	2126,11
5	Нижегородский район	1928	3802	0	19	58	3020	705	0	4608,62
6	Приокский район	735	1476	0	1	13	913	437	112	1436,435
7	Советский район	1257	2401	0	4	12	1962	423	0	2632,585
8	Сормовский район	884	1722	0	0	51	1592	34	45	2208,03
9	Новинский сельсовет	169	308	0	0	32	266	8	2	555,43
10	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**	**11333**	**20818**	**2**	**49**	**398**	**15911**	**2974**	**1484**	**23644,5**

Сбор отходов многоквартирных домов осуществляется посредством контейнеров, расположенных на специализированных контейнерных площадках. Контейнерные площадки поддерживаются собственниками в надлежащем эксплуатационном и санитарном состоянии.

Деятельность по вывозу ТКО с территории городского округа город Нижний Новгород организуется региональными операторами – ООО «Нижэкология-НН», АО «СИТИМАТИК - НН», ООО «СитиЛюкс 52».

Существующее количество транспорта и его техническое состояние позволяет обеспечить необходимые существующие и перспективные потребности в транспорте для вывоза ТКО с территории городского округа город Нижний Новгород.

Периодичность вывоза отходов – ежедневно.

В зависимости от вида отходов и их класса опасности, образованные отходы направляются на обезвреживание, переработку и размещение на различные лицензированные предприятия.

При транспортировании отходов наиболее эффективна двухэтапная система вывоза твердых бытовых отходов:

Этап I. Транспортирование отходов от мест накопления (контейнерных площадок) до пунктов перегруза отходов (мусороперегрузочных станций либо объектов обработки, находящихся не на полигонах).

Этап II. Транспортирование отходов от пунктов перегруза до объектов размещения отходов (комплексов по обработке и захоронению).

На пунктах перегруза отходов производится уплотнение ТКО и перегруз в контейнеры большой ёмкости. Дальнейшее транспортирование осуществляется посредством автопоездов большой грузоподъёмности. По двухэтапной схеме целесообразно осуществлять транспортирование большей части твердых коммунальных отходов и все крупногабаритные отходы, если расстояния от точки полной загрузки мусоровоза до объекта обработки/размещения составляет более 40 км.

Создание пунктов перегруза отходов (мусороперегрузочных станций - МПС) позволяет:

- сократить парк сборочных мусоровозов;
- снизить эксплуатационные затраты;
- укрупнить объекты обработки и размещения отходов с одновременным сокращением капитальных и эксплуатационных затрат на их создание.

Все указанные преимущества приводят к снижению затрат при обращении с ТКО.

На МПС применяется следующий технологический процесс:

а) собирающий мусоровоз после взвешивания выгружает ТКО на площадку приемного отделения МПС;

б) механизированным способом ТКО перегружаются в контейнеры большой ёмкости посредством:

прямой подачи в большегрузное (до 25 тонн) транспортное средство путем дозированной подачи конвейером;

оборудования пресс-компактора с уплотнением в специализированных контейнерах, где достигается высокая плотность перевозимых ТКО;

пакетирования/тюкования с обвязкой и погрузкой на большегрузное транспортное средство.

Мусороперегрузочные станции большой мощности имеют вместительное приёмное отделение - буферную зону. Транспорт, въезжающий на МПС, взвешивается, подвергается радиационному и визуальному контролю. Далее отходы направляются на площадки

разгрузки в соответствии с типом доставленных отходов: крупногабаритная фракция ТКО или ТКО, исключая крупногабаритную фракцию.

Применение одноэтапной схемы транспортирования ТКО (прямой вывоз собирающими мусоровозами) целесообразно, если расстояние до объекта обработки или захоронения не превышает 40 км.

Для территории городского округа город Нижний Новгород целесообразно использовать как одноэтапную, так и двухэтапную системы сбора и транспортирования отходов.

Возможно применение комплексов по обработке (сортировке) отходов, функционал которых позволяет так же осуществлять перегрузку отходов из сборочных в транспортные (магистральные) мусоровозы или иную крупнотоннажную технику. При этом в процессе обработки производится выделение (отбор) полезных фракций из общего потока ТКО. Полезные фракции реализуются утилизирующим компаниям. В результате уменьшается объем отходов, подлежащих транспортированию на объект размещения, что сокращает транспортные затраты и нагрузки на дорожную сеть.

С точки зрения логистики, МПС являются центрами регулирования материальных потоков. Отобранная часть материальных ресурсов, предназначенная для утилизации, исключается из грузопотока в сторону объектов размещения. Исключение МПС из транспортной цепочки приведет к кратному увеличению машино-рейсов и увеличению транспортной нагрузки на используемые для транспортирования отходов автомагистрали.

Мусоросортировочный комплекс (МСК) — это объект, на котором механическим способом в ручном/автоматическом или полуавтоматическом режиме осуществляется процесс восстановления ресурсных свойств материалов, утраченных в связи со смешиванием в составе мусора. Автоматизированная сортировка отходов обеспечивает большее извлечение вторичных материальных ресурсов по сравнению с ручным методом, кроме того, подобные МСК имеют ряд важных полезных функций в период целей на цикличную (циркулярную) экономику:

1) гибкость, возможность быстрой перенастройки технологии под потребности рынка;

2) извлеченные на комплексе полезных фракций, пригодны как к сырьевому, так и к энергетическому использованию. Как правило, предпочтение в возможностях отбора предоставляется твердым сырьевым фракциям с наивысшей ценой: бумаге, полимерам, металлу;

3) настроенность на кооперацию. Основную часть сырьевых ресурсов комплекс передает на дальнейшее использование индустрии города, что в условиях возрастания ресурсного голода весьма важно для самообеспечения и ресурсной безопасности;

4) применение МСК устраняет необходимость обременять жителей города обязанностями сложного (многокомпонентного) раздельного сбора большей части отходов при обеспечении высоких показателей ресурсосбережения, что позволяет внедрять постепенно систему «простого» раздельного (двухпоточного) накопления отходов по принципу «сухие/влажные»;

5) отсутствует необходимость сооружать большое количество объектов обработки и использовать на них труд работников низкой квалификации. В составе ТКО содержатся влажные биоразлагаемые сырьевые компоненты, которые при обеспечении экологической безопасности (исключения опасных элементов) могут быть пригодны для получения компоста. При существенных объемах сортировки может возникнуть необходимость в создании новых производств и существенного числа рабочих мест.

При повышении эффективности обработки ТКО, выделения полезных фракций и обеспечения мощностями по утилизации - достигается важная цель: сокращение количество захораниваемых отходов, что обеспечивает не только увеличение срока эксплуатации полигонов, но и существенно улучшает экологическую ситуацию.

Въезд на МСК и МПС транспорта с отходами и ресурсными фракциями должен сопровождаться взвешиванием с целью учета массы перевозимого груза. Кроме того, следует организовать учет и в объемных единицах, учитывая возможные выходы пунктов весового контроля из строя или их техническое обслуживание. Система контроля должна учитывать время прибытия и время нахождения транспорта на территории комплекса. Для исключения ввоза радиоактивных отходов должен быть предусмотрен пост радиационного контроля.

Участок подготовки отходов должен обеспечивать функцию разрывания пакетов, отбора объемных фракций вторичных материальных ресурсов и крупногабаритного мусора, не подлежащих обработке на автоматизированной/ручной линии.

Далее отходы поступают на участок механической автоматизированной (либо ручной) сортировки, на котором могут применяться оптические сепараторы. Основным достоинством автоматизированной оптической сортировки является гибкость, возможность оперативно менять виды отбираемых сырьевых фракций в зависимости от изменения конъюнктуры рынка. Участок сортировки должен быть оснащен комплексом оборудования, обеспечивающим не только разделение, но и контроль над качеством получаемого товарного сырья. Далее отходы, пригодные для вторичного использования должны подвергаться прессованию в кипы: полимеры (с разделением по цветам), макулатура, разделенная по маркам, металл, разделенный по типам.

С участка механизированной сортировки не подлежащая дальнейшей переработке фракция отходов должна быть вывезена на полигон. При наличии потребителя на территории Нижегородской области следует выделять из отходов горючие фракции и направлять для дальнейшего использования - производства RDF (Refuse Derived Fuel - твердое вторичное топливо). При этом сырьевая масса для удаления металлических включений должна пройти стадию дополнительной магнитной и вихретоковой сепарации, для исключения попадания в топливо хлорсодержащих компонентов - оптической сепарации. Далее подготовленное сырье должно поступать в дробильное и сушильное оборудование, обеспечивающее измельчение массы до требуемого размера и соблюдения требований потребителей по влажности топлива.

При отсутствии потребителей вторичного сырья остающаяся после обработки отходов на МСК фракция, которая запрещена к захоронению, направляется на объекты по обезвреживанию и/или утилизации в соответствии с требованиями распоряжения Правительства РФ от 25.07.2017 № 1589-р.

Экономическая эффективность обеспечивается снижением издержек на транспортирование отходов, повышением степени использования сырьевого, энергетического и почвенного потенциалов отходов, повышением уровня безотходности промышленных предприятий, использованием наилучших доступных технологий, обеспечивающих оптимальную загрузку производственных мощностей в отрасли.

Экологическая эффективность обеспечивается резким улучшением использования ресурсов и уменьшением объемов отходов, подлежащих захоронению.

Сортировку ТКО населением и на МСК нельзя рассматривать как альтернативу друг другу и строительству полигона, так как раздельно накопленные ТКО должны подвергаться обработке на комплексах с целью формирования потока вторсырья, а полигон необходим для захоронения не утилизируемых фракций, которые безусловно будут образовываться при данных процессах.

Транспортировка отходов должна осуществляться способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки, создание аварийных ситуаций, причинение вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным и иным объектам. Транспортировка отходов допускается только специально оборудованным транспортом. Транспортирование отходов должно осуществляться при следующих условиях:

наличие паспорта опасных отходов;

наличие специально оборудованных и снабженных специальными знаками транспортных средств;

соблюдение требований безопасности к транспортированию опасных отходов на транспортных средствах;

наличие документации для транспортирования и передачи опасных отходов с указанием количества транспортируемых опасных отходов, цели и места назначения их транспортирования.

Транспортирование отходов осуществляется на полигоны ТКО напрямую или через мусороперегрузочные станции, если это экономически обосновано.

Все образованные отходы направляются на объекты обработки, обезвреживания, утилизации и размещения.

Территориальной схемой обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области установлены следующие потоки твердых коммунальных отходов (ТКО), образующихся на территории городской округ город Нижний Новгород.

Потоки твердых коммунальных отходов Новоигумновского кластера: отходы городского округа город Нижний Новгород (за исключением Сормовского района города Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета) направляются для обработки и захоронения на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом городского округа город Дзержинск (ООО «МАГ Груп»). Ориентировочное значение годового суммарного пробега спецтехники в Новоигумновском кластере составляет 7 250 000 км.

Потоки твердых коммунальных отходов Балахнинского кластера: отходы Сормовского района города Нижнего Новгорода концентрируются на мусороперегрузочную станцию Сормово и проходят обработку. Отходы после обработки направляются на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом Балахнинского района для захоронения (АО «СИТИМАТИК - Нижний Новгород»). Ориентировочное значение годового суммарного пробега спецтехники в Балахнинском кластере составляет 2 237 126 км.

Потоки твердых коммунальных отходов Богородского кластера: потоки отходов Новинского сельсовета городского округа город Нижний Новгород направляются для обработки и захоронения на межмуниципальный полигон с мусоросортировочным комплексом Богородского района (ООО «ОРБ-Нижний»). Ориентировочное значение годового суммарного пробега спецтехники в Богородском кластере составляет 2 768 700 км.

Характеристика объектов обращения с отходами в зонах региональных операторов городского округа город Нижний Новгород отражена в Таблице 3.6.3.

Таблица 3.6.3. - Характеристика объектов обращения с отходами в зонах региональных операторов городского округа город Нижний Новгород

№	№ объекта	Наименование объекта размещения отходов (далее - ОРО)	Географические координаты	Назначение	Сведения о наличии негативного воздействия на ОС	ОКТМО	Наименование эксплуатирующей организации	Заключение государственной экологической экспертизы проектной документации объекта	Приказ	Примечание	Проектная мощность, (тонн/год)
1.	Зона деятельности № 1 - Новоигумновский кластер – региональный оператор ООО «Нижэкология-НН										
1.1.	52-00006-З-00479-010814	Полигон ТБО	56.323098, 43.568470	Захоронение	Отсутствует	22421000000	ООО «МАГ Груп» 603064, г. Нижний Новгород, пр. Восточный, д. 5	Имеется	Приказ Росприроднадзора от 01.08.2014 № 479	Участвует в потоках ТКО	882 826
1.2.		Мусоросортировочный комплекс		сортировка отходов	Отсутствует			Имеется			470 000
2.	Зона деятельности № 2 - Балахнинский кластер – региональный оператор АО «СИТИМАТИК - НН»										
2.1.	52-00030-З-00133-180215	Межмуниципальный полигон для размещения непригодных к переработке ТБО на территории Балахнинского района Нижегородской области	56.462418, 43.583310	Захоронение отходов	Отсутствует	22605101	АО «СИТИМАТИК-НН» 603109, г. Нижний Новгород, ул. Суетинская, д.1а	Имеется	Изменения в приказ Росприроднадзора от 18.02.2015 № 133 от 19.11.2019 №735	Участвует в потоках ТКО	160 000
2.2.		Мусороперегрузочная станция Сормово		перегруз отходов	Отсутствует			Имеется			
2.3.		Мусоросортировочный комплекс		сортировка отходов	Отсутствует			Имеется			
3	Зона деятельности № 3 - Богородский кластер- региональный оператор ООО «СитиЛюкс 52».										
3.1.	52-00040-З-00168-070416	Полигон ТБО, д. Лазарево, Богородский район	56.092074, 43.556696	Захоронение отходов	Отсутствует	22607448171	ООО «ОРБ Нижний», 607600, Нижегородская область, Богородский район, д.Лазарево, промзона	Имеется	Приказ Росприроднадзора от 07.04.2016 № 168	Участвует в потоках ТКО	130 000
3.2.		Мусоросортировочный комплекс		сортировка отходов	Отсутствует			Имеется			120 000

Зона деятельности № 1 - Новоигумновский кластер – региональный оператор ООО «Нижэкология-НН.

Эксплуатирующая организация - ООО «МАГ Груп».

Межмуниципальный полигон для утилизации твердых бытовых отходов «МАГ-1» расположен между городами Нижний Новгород и Дзержинск. Полигон был введен в эксплуатацию в 2012 году и предназначен для захоронения и обезвреживания твердых бытовых отходов (ТБО), крупногабаритного (КГМ) и строительного мусора.

«МАГ-1» – масштабное и сложное инженерно-техническое сооружение, существенно снижающее негативное влияние отходов на окружающую среду. По мере заполнения отдельных участков полигона («карт») проводится их рекультивация.

Площадь полигона -70га

Проектный ресурс отходов в год - 4 400 000 м3

На полигоне ежедневно разгружается 350 -400 мусоровозов.

Мусоросортировочный комплекс на полигоне введен в эксплуатацию в 2018 году. Мощность завода составляет 60 тн/час. Он рассчитан на бесперебойную работу 24 часа 7 дней в неделю. При ежедневном 2-часовом технологическом перерыве, в годовом исчислении объём перерабатываемого мусора составит 470 000 тн/год. Эта цифра продиктована ТЗ, выданным Распоряжением Правительства Нижегородской области от 25 ноября 2013 года № 2439-р. Цифра отражает весь реальный объём ТКО, закреплённой за полигоном территории, пригодный для сортировки. Это расчетный показатель, соответствующий объему отходов, поступающих на полигон с территории города Нижнего Новгорода (за исключением Сормовского района), города Дзержинска и Володарского района. Таким образом, практически весь объем твердых коммунальных отходов будет отсортирован, на захоронение пойдут лишь не пригодные для дальнейшей переработки фракции. Остальной объём, который подлежит захоронению на полигоне, составляет промышленный, строительный мусор, КГМ, смет с улиц, срезанные деревья, ветки, трава, сельскохозяйственные отходы с личных подсобных хозяйств и т.д. Эффективность завода определена технической документацией и составляет ориентировочно до 30%. Исходя из расчетного объема отходов, поступающих на сортировку, ожидаемый показатель полезного сырья, пригодного для вторичной переработки, составит примерно 20-25 грузовых автомобилей.

Зона деятельности № 2 - Балахнинский кластер – региональный оператор АО «СИТИМАТИК - НН»

Эксплуатирующая организация - АО «Ситиматик – Нижний Новгород».

АО «Ситиматик – Нижний Новгород» первыми на территории Нижегородской области начало создавать современную коммунальную инфраструктуру – систему обработки и размещения твердых коммунальных отходов.

Производственные объекты: 2 мусоросортировочных комплекса с межмуниципальными полигонами для захоронения ТКО непригодных к обработке и 5 мусороперегрузочных станций, одна из которых с линией сортировки - построены в соответствии с концессионными соглашениями с Правительством Нижегородской области сроком действия 25 лет. Объем инвестиций в строительство объектов составил более 1,3 млрд рублей.

Работа филиала ведется по двум кластерам: Городецкому (охватывает 7 районов Нижегородской области) и Балахнинскому (охватывает 3 района Нижегородской области и 1 район г. Нижнего Новгорода).

Балахнинский сегмент

Концессионер - АО «Ситиматик - Нижний Новгород».

Концедент - Правительство Нижегородской области.

Период реализации концессионного проекта: 2012 – 2037 гг.

Компания построила и в настоящее время эксплуатирует мусоросортировочный комплекс с межмуниципальным полигоном в городе Балахне, который включает:

- Карту складирования полигона захоронения отходов;
- Одну мусороперегрузочную станцию с сортировочной линией;
- Мусоросортировочный комплекс мощностью не менее 160 тыс.тонн отходов в год.

Общая площадь участка – 24,64 га

Проект обслуживает 3 района Нижегородской области, 1 район г. Нижнего Новгорода с населением 320 тыс. человек.

Зона деятельности № 3 - Богородский кластер- региональный оператор ООО «СитиЛюкс 52».

Эксплуатирующая организация – ООО «ОРБ Нижний».

ООО «ОРБ Нижний» — это современный, технологичный полигон, расположенный в Богородском районе Нижегородской области. ООО «ОРБ-Нижний» предлагает услуги по сбору, транспортировке и размещению отходов III-IV классов на лицензионном полигоне в Нижегородской области.

Площадь полигона -15,7 га

Проектный ресурс отходов в год 114 400 т/год

Мусоросортировочный комплекс на полигоне введен в эксплуатацию в 2018 году. Мощность завода составляет 15 тн/час. Он рассчитан на бесперебойную работу 24 часа 7 дней в неделю. При ежедневном 2-часовом технологическом перерыве, в годовом исчислении объём перерабатываемого мусора составит 130 000 тн/год.

Сбор, транспортировка и размещение ТКО и КГМ «ОРБ-Нижний» осуществляет профессиональный автопарк коммунальной техники.

При использовании контейнеров заглубленного типа применяются кузовные мусоровозы на шасси Volvo и Scania с колесной формулой 4×2 и 6×2.

Мусоровозы с задней загрузкой предназначены для сбора ТКО из домовладений города и области с использованием пластиковых контейнеров объемом 0,66м3; 0,75м3; 1,1м3. В настоящее время в Автопарке используются двух- и трехосные машины различной грузоподъемности на шасси Volvo, Scania, КАМАЗ, Hyunday.

Мультилифт на шасси КАМАЗ, МАЗ со сменными контейнерами объемом 8, 10, 20, 37м3 предназначены для механической погрузки контейнеров, перевозки ТКО и их последующей разгрузки на нашем полигоне. Также мы предлагаем аренду контейнеров для вывоза мусора объемом от 8, 10, 20, 30, 37 кубических метров

Доставка контейнера осуществляется на следующий день заявки.

В процессе обработки отходов на сортировочных линиях происходит выделение полезных фракций вторичных материальных ресурсов (ВМР), которые направляются на специализированные предприятия для дальнейшей утилизации.

Доля твердых коммунальных отходов, направляемых на утилизацию после сортировки, составляет 4,3% общего объема поступающих отходов (Таблица 3.6.4.)

Таблица 3.6.4 – Данные о потоках ТКО, распределяемых на полигонах

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации ОРО	Наименование ОРО	Проектная мощность ОРО (тонн/год)	Направляемый поток ТКО (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на захоронение после обработки (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на утилизацию (тонн/год)

1	ООО «МАГ Груп»	Полигон ТБО	882 826,00	454 935,34	429 338,74	25 596,60
2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	Межмуниципальный полигон для размещения непригодных к переработке ТБО на территории Балахнинского района Нижегородской области	160 000,00	82 225,67	80 910,05	1 315,62
3	ООО «ОРБ-Нижний»	Полигон ТБО, д. Лазарево, Богородский район	130 000,00	129 679,08	127 863,57	1 815,51
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,00**	**666 840,09**	**638 112,36**	**28 727,73**
5	**доля в общем потоке**				**95,7%**	**4,3%**

Перечень объектов утилизации вторичных материальных ресурсов на территории городского округа город Нижний Новгород отражен в таблице 3.6.5.

Таблица 3.6.5 - Перечень объектов утилизации вторичных материальных ресурсов на территории городского округа город Нижний Новгород

№ п/п	Наименование организации, получающей отход	ИНН	Фактический адрес размещения производства	Наименование ФККО	Наличие лицензии	Мощность производства
1	2	3	4	5	6	7
1	ООО «НТН»	5256135278	603064, г. Нижний Новгород, ул. Монастырка, 1В, ОФИС 230	Лом и отходы изделий из стеклотекстолита незагрязненные	(52) - 8881 - СТОУБ от 11.02.2020	-
2	ООО «НОВПОЛИМЕР»	5257161792	603108, г. Нижний Новгород, Ракетная, 9л	Канистра, флаконы ПНД		
3	ООО «Альфа»	5257180428	603052, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, Сормовское шоссе, 3	Канистра ПНД		
4	ООО «Фантастик Пластик»	5259131313	603079, город Нижний Новгород, ул. Московское шоссе, д.83А, корп. 12, пом. 5	Производство ПЭТ флекса, ПВД, ЛПВД и ПНД гранулята	(52) - 8815-СТОУ от 28.01.2020	LDPE гранулы - Производительность 600 тонн в месяц LDPE + LLDPE - Производительность 750 тонн в месяц HDPE гранулы - Отельная линия, производительность 650 тонн в месяц PET flakes - Производительность - 2440 т/месяц
5	ООО «Исток 52»	5259109999	Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул. Чаадаева, д., литер Л, Л1, Л2	Бумага, картон, гофрокартон, отходы пластиков, стекло		по обработке ВМР - 144 000 т/год, реконструкции мощностей по обработке ТКО - до 40 000 т/год

Группа компаний «Исток» - крупнейшее предприятие Нижегородской области по приёму и переработке вторсырья. В 2019 году был создан проект «ЭКОПУНКТ» с целью

ЭКОпросвещения и внедрения раздельного сбора отходов (РСО) в каждую семью, проект в шаговой доступности.

По состоянию на 31.12.2021 установлено и запущено в работу 49 Экопунктов во всех районах города Нижнего Новгорода и 2 ЭкоПункта в г. Дзержинск.

На сегодняшний день проект ЭКОПУНКТ успешно зарекомендовал себя в Нижнем Новгороде и по всей России. Используя нижегородский опыт, проект реализуется и в других регионах страны (в городах: Махачкала, Томск, Воронеж, МинВоды открываются аналогичные «Экопункты», что в свою очередь положительно влияет на развитие РСО).

По итогам деятельности за 2021 год было собрано 6 573 тонн вторсырья.

Количество собранного вторсырья с ЭкоПунктов за период с 01.01.2021 по 31.12.2021 года представлены в таблице:

№ п/п	Наименование ВМР	Вес, кг	Объем, м³	Кол-во шт.
1	2	3	4	5
1	Аккумуляторы	16836	581	
2	Алюминиевая банка	122882	4237	8233082
3	Бумага	2105012	8096,017	
4	Картон	3423001	57049,298	
5	ПВД пленка	180501	8595,323	
6	ПЭТ бутылка	193479	11381,091	6771760
7	Стеклотара	492099	1538	
8	Техника	15053	443	
9	Флаконы 2HDPE	18201	520	
10	Батарейка	5 900	21	
11	Итого:	**6572964**	**92461**	**15004842**

Региональный проект «ЭкоОфис» - новое корпоративное направление по разделению вторичных отходов, образующихся в организациях г. Н.Новгорода и Нижегородской области. Проекту всего 3 года, но за это время было установлено более 2 тыс. экоурн по городу и области. Участники Проекта: Правительство Нижнего Новгорода, крупные Российские и Зарубежные компании, средний и малый бизнес, социальные учреждения: школы, институты, мед.центры. (Райффайзен банк, Ростелеком, Пиму, ННГУ, НМЖК, Синергетике, Мегафон, Транснефть и др. крупные организации города.

Группа компаний «Исток» бесплатно устанавливает эргономичные контейнеры под каждый вид вторичного отхода в офисах города и за полезными отходами по графику/заявке приезжает специальная машина.

По итогам деятельности за 2021 год было собрано 169,6 тонн вторсырья от офисов.

№ п/п	Наименование ВМР	Вес, кг	Объем, м³	Кол-во шт.
1	2	3	4	5
1	Архив	124593	480	
2	ПЭТ бутылка	6250	370	218750
3	Пленка	5250	250	
4	Стеклотара	28086	87	
5	Техника	5459	110	
6	**Итого:**	**169638**	**1297**	**218750**

На территории городского округа город Нижний Новгород пока действуют и старые объекты размещения отходов, имеющие лицензии и внесенные в государственный реестр объектов размещения отходов (ГРОРО), но фактически являющиеся незначительно улучшенными свалками. В их инфраструктуру не входят мусоросортировочные линии, не предусмотрена изоляция карт размещения отходов синтетическими материалами, отсутствует отвод биогаза и фильтрата, система экологического мониторинга. Организации, эксплуатирующие такие объекты, не проводят их рекультивацию. К таким объектам относятся шламонакопители отходов производства (Таблица 3.6.6.)

Таблица 3.6.6 - Перечень действующих объектов размещения отходов, в инфраструктуру которых не входят мусоросортировочные линии

№	№ объекта	Наименование объекта размещения отходов (далее - ОРО)	Назначение ОРО	Сведения о наличии негативного воздействия на ОС	ОКТМО	Ближайший населенный пункт	Наименование эксплуатирующей организации	Заключение государственной экологической экспертизы проектной документации объекта	Приказ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	52-00004-Х-00479-010814	Временный полигон для хранения илового осадка Нижегородской станции аэрации	Хранение	Имеется	22401000000	д.Кузьминка	АО «Нижегородский водоканал» 606950,г. Нижний Новгород, ул. Керченская, д. 15А	Имеется	Приказ Росприроднадзора от 01.08.2014 № 479
2	52-00021-Х-00692-311014	Шламонакопитель отходов (осадков) при механической и биологической очистке сточных вод (нефтешлам)	Хранение отходов	Имеется	22701000001	г. Н. Новгород	ПАО «Т Плюс», филиал «Нижегородский», Сормовская ТЭЦ, юр. адрес: 143421, РФ, Московская область, Красногорский р-н, автодорога «Балтия», территория 26 км, бизнес-центр «Рига-Ленд», стр. №3, офис 506; почтовый адрес: 603950, Бокс 62 , г. Н. Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16.	Отсутствует, т.к. год ввода в эксплуатацию - 1975	Изменения в приказ Росприроднадзора от 31.10.2014 № 692 от 16.07.2018 №259
3	52-00022-Х-00692-311014	Шламонакопитель отходов (осадков) при подготовке воды (шлам водоподготовки)	Хранение отходов	Отсутствует	22701000001	г. Н. Новгород	ПАО «Т Плюс», филиал «Нижегородский», Сормовская ТЭЦ, юр. адрес: 143421, РФ, Московская область, Красногорский р-н, автодорога «Балтия», территория 26 км, бизнес-центр «Рига-Ленд», стр. №3, офис 506; почтовый адрес: 603950, Бокс 62 , г. Н. Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16.	Отсутствует, т.к. год ввода в эксплуатацию - 1975	Изменения в приказ Росприроднадзора от 31.10.2014 № 692 от 16.07.2018 №259
4	52-00031-Х-00625-310715	Шламонакопитель (карты №1)	Хранение отходов	Имеется	22701000	г.Нижний Новгород, Автозаводской р-н, ул.Монастырка	ООО «Автозаводская ТЭЦ» 603004, г.Нижний Новгород, пр.Ленина,88	Отсутствует, т.к. год ввода в эксплуатацию - 1975	Приказ Росприроднадзора от 31.07.2015 № 625
5	52-00032-Х-00625-310715	Шламонакопитель (карты №1а, №2, №3)	Хранение отходов	Имеется	22721000	г.Нижний Новгород, Автозаводской р-н, ул.Монастырка	ООО «Автозаводская ТЭЦ» 603004, г.Нижний Новгород, пр.Ленина,88	Отсутствует, т.к. год ввода в эксплуатацию - 1975	Приказ Росприроднадзора от 31.072015 № 625

Несанкционированные свалки.

Нижегородская область вошла в десятку лидеров по числу несанкционированных свалок. В Нижегородской области были найдены 495 мест стихийных свалок. Об этом сообщает Finexpertiza. (Источник: https://vestinn.ru/news/society/198786/)

Ликвидация свалок отходов на территории Нижегородской области, включая городской округ город Нижний Новгород, вошла в федеральный проект «Чистая страна» национального проекта «Экология».

Национальный проект включает в себя 9 федеральных проектов. Работа ведется по пяти направлениям: отходы, вода, воздух, биоразнообразие, технологии. Срок реализации нацпроекта – до 31 декабря 2024 года.

В Государственный реестр объектов накопленного вреда окружающей среде по состоянию на 18.05.2022 на территории городского округа город Нижний Новгород внесено четыре объекта%

- свалка промышленных и бытовых отходов, расположенная на территории Шуваловской промзоны в Ленинском районе г. Нижний Новгород;
- пруд-накопитель кислых гудронов, расположенный на 21 км Московского шоссе в Московском районе г. Нижний Новгород;
- несанкционированная свалка отходов на территории Московского района города Нижнего Новгорода с адресным ориентиром: г. Н.Новгород, Московское ш. д. 473, 475;
- земельный участок, занятый свалкой отходов с адресным ориентиром: г.Н.Новгород, ул. Заовражная.

Характеристика объектов накопленного вреда окружающей среде на территории городского округа город Нижний Новгород отражена в таблице 3.6.7.

Таблица 3.6.7 - Характеристика объектов накопленного вреда окружающей среде на территории городского округа город Нижний Новгород

№	Наименование объекта накопленного вреда окружающей среде (ОНВОС)	Площадь территории/акватории, га	Количество населения, проживающего на территории, ОС на которой испытывает негативное воздействие вследствие расположения ОНВОС, тыс. человек	Количество населения, проживающего на территории, ОС на которой находится под угрозой негативного воздействия вследствие расположения ОНВОС, тыс. человек	№ и дата приказа о включении в ГРОНВОС	№ и дата приказа об исключении из ГРОНВОС	Значение общего влияния ОНВОС на состояние экологической безопасности
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Земельный участок, занятый свалкой промышленных и бытовых отходов, расположенный за кладбищем «Красная Этна» на территории Шуваловской промзоны в Ленинском районе г. Нижний Новгород (Нижегородская область)	17, 9069	598,200	1261,823	от 16.03.2020 № 131		3,1
2	Пруд-накопитель кислых гудронов, расположенный в Московском районе на 21 км Московского шоссе г. Нижнего Новгорода (Нижегородская область)	2,285	0,800	3,319	от 19.10.2020 № 826		1,5
3	Земельный участок, занятый свалкой отходов с адресным ориентиром: г. Н. Новгород ул. Заовражная (Нижегородская область)	1,109	92,326	1263,650	от 29.04.2022 № 316		2,15
4	Несанкционированная свалка отходов на территории Московского района города Нижнего Новгорода с адресным ориентиром: г. Нижний Новгород, Московское шоссе, д. 473, д. 475 (Нижегородская область)	16,390	1263,650	1263,650	от 18.05.2022 № 344		2,95

Шуваловская свалка

История Шуваловской свалки уходит в 70-ые годы прошлого века. Тогда территория принадлежала Шуваловской промзоне и использовалась для утилизации промышленных и бытовых отходов. Точный год открытия свалки неизвестен. Она считается официально закрытой с 1983 года, однако опасный мусор продолжали свозить туда в течение еще очень долгого времени.

Общественными экологами было выявлено несколько мест, где по предварительным оценками могли находиться опасные отходы. Среди них могли быть ртуть и аммиак. Помимо этого, в новостях в течение многих лет мелькала информация о поджогах свалки. Данные не были официально подтверждены, однако этот факт не делает территорию менее опасной.

В марте 2020 года Шуваловская свалка была официально включена в государственный реестр объектов накопленного вреда окружающей среде. Тогда появилась гарантия того, что на рекультивацию объекта будут выделены средства из федерального бюджета. Кроме того, Росприроднадзору удалось добиться постановки этой территории на учет в качестве объекта негативного воздействия на окружающую среду.

Свалка отравляет жизнь жителей сразу нескольких районов: Ленинского, Автозаводского и Канавинского. Ее границы находятся в 300 метрах от улицы Автоматной, в 620 — от Политотдельской, в километре — от Гороховецкой, вплотную примыкают к кладбищу «Красная Этна».

Территория мусорки занимает около 17,9 га. Отходы покрывают ее слоем от 5 до 13 метров, их общий объем оценивается в 956,3 тысяч куб. м.

Ликвидация свалки отходов на территории Шуваловской промзоны будет выполнена с помощью механической сепарации свалочных масс на фракции. То есть будут выделены отходы, пригодные для повторного использования и утилизации. Нарушенные земли планируется рекультивировать.

75% всех свалочных масс будет направлено на утилизацию, а освободившиеся земельные участки — возвращены в хозяйственный оборот. Как поступить с освободившейся землей, решат позднее. Однако есть вероятность, что на этом участке будет создана новая озелененная территория.

Шуваловская свалка стала первой среди несанкционированных мусорных полигонов, которые расчищают в городской черте в рамках федерального проекта «Чистая страна» национального проекта «Экология». Работы на полигоне начались два года назад.

Недавно на Шуваловской свалке подрядчик установил уже четвертый сепаратор. Ранее недостаток техники сказался на темпе работ, но теперь мусор разделяется и рекультивируется согласно плану. Отправная точка раздела мусора — барабан сепаратора. На выходе фракции разделяются на две категории — опасные отходы и безопасные, или полезные. Полезные — в основном, это грунт, подходящий для становления рекультивантом, таких отходов 75%. Оставшиеся 25% - по большей части строительные отходы и бытовой мусор 5 класса опасности. Согласно классификациям — это практически неопасный мусор.

Согласно смете, стоимость работ по ликвидации свалки составляет 1 млрд 335 млн рублей. Размер софинансирования из федерального бюджета в 2020—2022 годах составит 997,2 млн рублей, в том числе в 2020 году — 329,4 млн рублей, такая же сумма будет направлена и в 2021 году. В 2022 году субсидия из федерального бюджета на ликвидацию составит 338,3 млн рублей.

Проект рекультивации предусматривает именно ликвидацию свалки, а не ее консервацию.

Помимо Шуваловской свалки, ликвидируют свалки в Богородске и Первомайске — работы начнутся в 2022 году. В 2023 году приступят к ликвидации оставшихся четырех свалок: двух в Нижнем Новгороде, одной в Дзержинске и одной в Володарске.

Пруд-накопитель кислых гудронов, расположенный в Московском районе на 21 км Московского шоссе г. Нижнего Новгорода

Пруд-накопитель промышленных отходов был построен в 1953 году. Объем пруда – 50 тысяч кубометров, площадь участка – 59 тысяч кв. м.

В 50-х годах прошлого столетия в результате экономической деятельности в Московском районе образовался пруд-накопитель кислых гудронов. Кислый гудрон — отходы, которые образуются при очистке некоторых нефтепродуктов концентрированной серной кислотой.

В то время отходы от производства и нефтепродукты направлялись в такие пруды и хранились там многие десятилетия. В настоящее время данный водоем оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К тому же недалеко от него находятся садовые товарищества и другие водоемы

В 2022 году город передает гидротехническое сооружение на 21 км Московском шоссе в собственность Нижегородской области. (источник - https://nn-now.ru/nizhnij-novgorod-peredaet-v-sobstvennost-regiona-nakopitel-kislyh-gudronov/).

Несанкционированные свалки на территории Нижнего Новгорода преимущественно содержат строительные и твердые коммунальные отходы.

В рамках муниципальной программы «Охрана окружающей среды города Нижнего Новгорода» на 2019 - 2024 годы, утвержденной постановлением администрация города Нижнего Новгорода от 23.01.2019 № 115 (с изм. от 11.03.2022 № 954) ежегодно проводятся мероприятия по ликвидации несанкционированных свалок, возникающих на территории городского округа город Нижний Новгород, за счет средств бюджетов всех уровней.

В 2021 году в районах города выявлено более 350 несанкционированных свалок объемом 41,8 тыс. куб. метров. На финансирование данных работ по ликвидации всех выявленных свалок в рамках субсидии из областного бюджета с учетом софинансирования из бюджета города было выделено 31,7 млн рублей. Все выявленные свалки были ликвидированы.

В 2022 году завершено проектирование рекультивации земельного участка, занятого свалкой отходов с адресным ориентиром: г. Нижний Новгород, Московский район, Московское шоссе, д.473, 475 и на рекультивацию земельного участка, занятого свалкой отходов с адресным ориентиром: г. Нижний Новгород, Приокский район, рядом с ул. Заовражная, д.7

3.6.2.2. Анализ зон действия объектов, используемых для утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов и их рациональности.

Матрицы покрытия нагрузки потребителей в зонах действия источников.

Обращение с отходами на территории муниципального образования осуществляется в соответствии с Федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, законами и иными нормативными правовыми актами, а также муниципальными нормативными правовыми актами:

– Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в ред. 26.03.2022);

– Федеральным законом от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в ред. от 02.07.2021);

– Федеральным законом от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (в ред. от 02.07.2021);

– Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.12.2020 № 2314 «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде»;

– СП 42.13330.2016. «Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*»;

– СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изм. на 14.02.2022)»;

– СП 127.13330.2017 «Свод правил. Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию»;

– СП 320.1325800.2017 «Полигоны для твердых коммунальных отходов. Проектирование, эксплуатация и рекультивация»;

- Постановлением Правительства Нижегородской области от 18.11.2019 № 843 (с изм. от 04.06.2021 № 470) «Об утверждении Территориальной схемы обращения с отходами, в том числе твердыми коммунальными отходами, Нижегородской области»;

- Постановлением Правительства Нижегородской области от 17.07.2019 № 446 «Об утверждении Региональной программы в области обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области на период 2019-2024 годов»;

- Постановлением Администрация города Нижнего Новгорода от 23.01.2019 № 115 (с изм. от 11.03.2022 № 954) «Об утверждении муниципальной программы «Охрана окружающей среды города Нижнего Новгорода» на 2019 - 2024 годы»;

– другими действующими нормативными правовыми актами.

Вся территория городского округа город Нижний Новгород охвачена планово-регулярной контейнерной системой очистки территории от мусора.

Территория городского округа город Нижний Новгород входит в три зоны деятельности региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами - зоны деятельности № 1, 2, 3.

По результатам конкурсных отборов статус регионального оператора на территории городского округа город Нижний Новгород присвоен трем организациям:

- Зона № 1 – региональный оператор ООО «Нижэкология-НН». В зону обслуживания входят городской округ город Нижний Новгород (за исключением Сормовского района г. Нижнего Новгорода и Новинского сельсовета);

- Зона № 2 – региональный оператор АО «СИТИМАТИК - НН». В зону обслуживания входят Сормовский район г. Нижнего Новгорода,

- Зона № 3 – региональный оператор ООО «СитиЛюкс 52». В зону обслуживания входят Новинский сельсовет.

Региональные операторы контролируют процесс обращения с отходами: от накопления в контейнерах до их транспортировки на межмуниципальные полигоны с последующей обработкой и размещением.

Договор на оказание услуг по обращению с ТКО обязаны заключить все потребители - как юридические, так и физические лица, находящиеся в зоне обслуживания. Сбор, транспортирование, обработка и захоронение ТКО (за плату или безвозмездно) иными лицами или организациями, не имеющими статуса Регионального оператора, или не заключившими договор с Региональным оператором, будет являться нарушением требований законодательства, так как законом предусмотрен только один способ обращения с ТКО – через услугу Регионального оператора.

Места нахождения источников образования отходов городского округа город Нижний Новгород расположены на территории Новоигумновского, Балахнинского и Богородского кластеров.

Характеристика территориальных зон системы обращения с твердыми коммунальными отходами отражена в разделе 3.6.2.1.

Балансы мощности.

На территории городского округа город Нижний Новгород расположены 11 333 контейнерных площадки для сбора твердых коммунальных отходов с 20818 контейнерами различного типа, общим объемом мест (площадок) накопления ТКО 23644,5 м3/сут. (см. раздел 3.6.2.1)

Деятельность по вывозу ТКО с территории городского округа город Нижний Новгород организуется региональными операторами – ООО «Нижэкология-НН», АО «СИТИМАТИК - НН», ООО «СитиЛюкс 52». Твердые коммунальные отходы направляются для обработки и захоронения на межмуниципальные полигоны с мусоросортировочными комплексами.

Общая мощность полигонов, принимающих отходы в том числе с территории городского округа город Нижний Новгород составляет 1 172,826 тыс. тонн в год.

По данным Территориальной схемы обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области в 2021 году на полигоны поступило 531,403 тыс. тонн отходов (Таблица 3.6.8).

Таблица 3.6.8 – Характеристика объемов и потоков ТКО, поступивших на полигоны в 2021 году

№ п/п	Зона деятельности РО	Объект	Наименование эксплуатирующей организации	Местоположение (МО)	Общее количество отходов по зонам РО	
					м3/год	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	Зона деятельности № 1	ММП с МСК	ООО «МАГ Груп»	г.о.г. Дзержинск	4 281 774,47	395 728,23
2	Зона деятельности № 2	ММП с МСК	АО «СИТИМАТИК -НН» (Балахна)	Балахнинский МР	893 679,25	82 225,67
3	Зона деятельности № 3	ММП с МСК	ООО «ОРБ-Нижний»	Богородский МР	592 596,18	53 448,75

№ п/п	Зона деятельности РО	Объект	Наименование эксплуатирующей организации	Местоположение (МО)	Общее количество отходов по зонам РО	
					м3/год	т/год
1	2	3	4	5	6	7
4	**ИТОГО по г.о. г. Нижний Новгород**				**5 768 049,90**	**531 402,65**

В 2021 году на полигонах зон деятельности №№ 1- 3 переработано 666,84 тыс. тонн отходов, из которых 28,727 тыс. тонн было направлено на утилизацию, 638,112 тыс. тонн – на захоронение (Таблица 3.6.9).

Таблица 3.6.9 – Характеристика объемов и потоков ТКО, переработанных на полигонах в 2021 году

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации ОРО	Проектная мощность ОРО (тонн/год)	Направляемый поток ТКО (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на захоронение после обработки (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на утилизацию (тонн/год)
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	ООО «МАГ Груп»	882 826,00	454 935,34	429 338,74	25 596,60
2	АО «СИТИМАТИК -НН» (Балахна)	160 000,00	82 225,67	80 910,05	1 315,62
3	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,00	129 679,08	127 863,57	1 815,51
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**	**1 172 826,00**	**666 840,09**	**638 112,36**	**28 727,73**
5	**доля в общем потоке**			**95,7%**	**4,3%**

По данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Нижегородской области объем с территории городского округа город Нижний Новгород вывезено твердых коммунальных отходов:

- за 2018 год - 3 553,10 тыс. м3 /710,60 тыс. тонн;
- за 2019 год – 7 156,70 тыс. м3 /618,70 тыс. тонн;
- за 2020 год - 5 171,20 тыс. м3 /465,40 тыс. тонн.

Динамика образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород отражена в таблицах 3.6.10 – 3.6.11.

Таблица 3.6.10 - Динамика образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород в м3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6	7
1	Объем вывезенных ТКО - всего	тыс.м³	3 553,100	7 156,700	5 171,200	3 893,030
	в том числе					
1.1.	Жилищный фонд (население)	тыс.м³	2 860,276	2 882,817	2 864,418	2 864,418
1.2.	Юридические лица, включая бюджетные организации	тыс.м³	692,824	4 273,883	2 306,782	1 028,612
2	прирост относительный	%	6,40	101,42	-27,74	-24,72
3	прирост абсолютный	тыс. м³	213,700	3603,600	-1985,500	-1278,170
4	Удельная величина образования ТКО	м³/чел.	2,27	2,27	2,27	2,29
		м³/м2 площади	0,1	0,2	0,2	0,1

Таблица 3.6.11 - Динамика образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород в тоннах

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6	7
1	Объем вывезенных ТКО - всего	тыс. тонн	710,600	618,700	465,400	360,369
	в том числе					

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
1	2	3	4	5	6	7
1.1.	Жилищный фонд (население)	тыс. тонн	252,825	256,089	255,718	255,718
1.2.	Юридические лица, включая бюджетные организации	тыс. тонн	457,775	362,611	209,682	104,651
2	прирост относительный	%	6,39	-12,93	-24,78	-22,57
3	прирост абсолютный	тыс. тонн	42,700	-91,900	-153,300	-105,031
4	Удельная величина образования ТКО	кг/чел.	200,36	201,36	202,36	204,08
		кг/м2 площади	22,4	19,3	14,1	10,4

По данным Территориальной схемы обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, на территории Нижегородской области, количество образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород в 2021 году составило 360,369 тыс. тонн, в том числе от жилищного фонда 255,718 тыс. тонн (71%) и 104,651 тыс. тонн от организаций (29%). (Таблица 3.6.12).

Таблица 3.6.12 - Количество образования твердых коммунальных отходов на территории городского округа город Нижний Новгород

№	Наименование городов, поселков городского типа и сельских поселений (сельсоветов)	В жилищах		В организациях		Итого, образовано ТКО	
		Объём образования ТКО, м3/год	Масса образования ТКО, т/год	Объём образования ТКО, м3/год	Масса образования ТКО, т/год	Объём образования ТКО, м3/год	Масса образования ТКО, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	***Городской округ - город Нижний Новгород***	**2 864 417,70**	**255 717,90**	**1 028 612,40**	**104 651,00**	**3 893 030,00**	**360 368,90**
1.1.	г. Нижний Новгород	2 850 526,20	254 517,80	1 023 623,90	104 143,50	3 874 150,10	358 661,30
	в том числе внутригородские районы:						
1.1.1.	Автозаводский район	654 951,50	58 462,60	235 193,10	23 928,50	890 144,60	82 391,10
1.1.2.	Канавинский район	349 001,70	31 150,50	125 326,50	12 750,70	474 328,20	43 901,20
1.1.3.	Ленинский район	326 511,50	29 137,60	117 250,30	11 929,00	443 761,80	41 066,70
1.1.4.	Московский район	221 539,20	19 797,40	79 554,70	8 093,90	301 093,90	27 891,30
1.1.5.	Нижегородский район	384 647,00	34 290,50	138 126,70	14 053,00	522 773,70	48 343,60
1.1.6.	Приокский район	204 965,90	18 296,00	73 603,30	7 488,40	278 569,10	25 784,40
1.1.7.	Советский район	354 071,20	31 590,90	127 147,00	12 935,90	481 218,10	44 526,80
1.1.8.	Сормовский район	354 838,20	31 792,20	127 422,40	12 964,00	482 260,60	44 756,20
1.1.9.	пгт Зеленый Город (кп)	308,1	29,7	110,6	11,3	418,7	41
1.2.	Сельское население	813,2	78,4	292	29,7	1 105,20	108,1
1.2.1.	Сельское поселение Новинский сельсовет	12 770,20	1 092,00	4 585,80	466,6	17 356,00	1 558,50

Применение мусоросортировочных комплексов устраняет необходимость обременять жителей города обязанностями сложного (многокомпонентного) раздельного сбора большей части отходов при обеспечении высоких показателей ресурсосбережения, что позволяет внедрять постепенно систему «простого» раздельного (двухпоточного) накопления отходов по принципу «сухие/влажные».

Раздельный сбор отходов на территории городского округа город Нижний Новгород осуществляется путем перехода на двух контейнерную систему сбора ТКО.

Оценочные предельные объемы накопления отходов с группировкой по зонам деятельности региональных операторов: бумага, картон, различные виды пластика (в том числе ПЭТ), металл, стекло, текстиль («сухие» фракции) и всех остальных отходов («влажных» фракций) приведены в Таблице 3.6.13.

Таблица 3.6.13 - Оценочные предельные объемы накопления отходов с группировкой по зонам деятельности региональных операторов

№	Зона Регионального оператора	Наименование муниципального образования	Объём образования ТКО, м3 в год	Масса образования ТКО, т/год	2021				2022			
					Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО		Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО	
					Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Зона деятельности №1 (Новоигумновская)	Городской округ - город Нижний Новгород (исключая Сормовский район и Новинский сельсовет	2 496 809,3	222 942,2	691 528,8	61 747,2	1 805 280,5	161 195,0	957 501,4	85 496,1	1 539 307,9	137 446,1
2	Зона деятельности №2 (Балахнинская)	Городской округ - город Нижний Новгород (Сормовский район)	354 838,2	31 683,8	98 277,8	8 775,3	256 560,4	22 908,5	136 076,9	12 150,4	218 761,3	19 533,4
3	Зона деятельности №3 (Богородская)	Новинский сельсовет г.о.г. Нижний Новгород	12 770,2	1 092,0	3 536,9	302,4	9 233,3	789,5	4 897,2	418,8	7 873,0	673,2
4	ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород		2 864 417,7	255 717,9	793 343,5	70 824,9	2 071 074,2	184 893,0	1 098 475,5	98 065,3	1 765 942,2	157 652,7

Продолжение Таблицы 3.6.13. - Оценочные предельные объемы накопления отходов с группировкой по зонам деятельности региональных операторов

№	Зона Регионального оператора	Наименование муниципального образования	Объём образования ТКО, м3 в год	Масса образования ТКО, т/год	2023				2024			
					Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО		Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО	
					Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год
1	2	3	4	5	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Зона деятельности №1 (Новоигумновская)	Городской округ - город Нижний Новгород (исключая Сормовский район и Новинский сельсовет	2 496 809,3	222 942,2	1 223 474,0	109 245,0	1 273 335,3	113 697,2	1 489 446,6	132 993,9	1 007 362,7	89 948,2
2	Зона деятельности №2 (Балахнинская)	Городской округ - город Нижний Новгород (Сормовский район)	354 838,2	31 683,8	173 876,0	15 525,5	180 962,2	16 158,3	211 675,2	18 900,7	143 163,0	12 783,1

№	Зона Регионального оператора	Наименование муниципального образования	Объём образования ТКО, м3 в год	Масса образования ТКО, т/год	2023				2024			
					Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО		Отходы из жилищ при раздельном сборе (сухой)		Отходы из жилищ при раздельном сборе (влажный), включая КГО	
					Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год	Объём, м3/год	Масса, т/год
1	2	3	4	5	14	15	16	17	18	19	20	21
3	Зона деятельности №3 (Богородская)	Новинский сельсовет г.о.г. Нижний Новгород	12 770,2	1 092,0	6 257,6	535,1	6 512,6	556,9	7 617,9	651,4	5 152,3	440,6
4	ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород		2 864 417,7	255 717,9	1 403 607,6	125 305,6	1 460 810,1	130 412,4	1 708 739,7	152 546,0	1 155 678,0	103 171,9

Проблемы и направления их решения

Проведенный анализ системы утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов на территории муниципального образования городского округа город Нижний Новгород выявил, что основными техническими и технологическими проблемами являются:

- низкий объем вторичных материальных ресурсов, направляемых на утилизацию;
- недостаточный уровень раздельного сбора отходов (раздельный сбор отходов ведется по упрощенной схеме – сухая и влажная фракции);
- наличие несанкционированных свалок, как следствие нанесение вреда окружающей среде;
- наличие несанкционированных свалок свидетельствует о недостаточности количества объектов сбора отходов (контейнеров)/

Для решения проблем в сере обращения с ТКО требуется реализация мероприятий, предусмотренных Территориальной схемой обращения с отходами Нижегородской области, утвержденной постановлением Правительства Нижегородской области от 18.11.2019 № 843 (с изм. от 04.06.2021 № 470).

Одной из приоритетных целей для Правительства Нижегородской области является создание эффективной региональной системы управления отходами, в том числе твердыми коммунальными отходами, обеспечивающей предотвращение вредного воздействия отходов производства и потребления на здоровье человека и окружающую среду, а также вовлечение максимального количества отходов в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья, материалов, иных изделий или продуктов.

Для реализации проектов по строительству недостающих межмуниципальных комплексов обработки и размещения ТКО, в целях экологической целесообразности и неэффективности механизмов привлечения финансовых средств на создание и развитие инфраструктуры по обращению с отходами принято решение вместо строительства нового полигона в г.о. Навашинский планируется модернизация уже действующего полигона ООО «ОРБ Нижний» и увеличение мощности обработки объекта.

Создание перспективной инфраструктуры обращения с ТКО включает в себя как строительство новых объектов обращения с отходами, так и модернизацию/реконструкцию действующих объектов.

Территориальной схемой обращения с отходами Нижегородской области предусмотрены следующие мероприятия в зонах деятельности №№ 1- 3:

1.Зона деятельности № 1 - «Новоигумновская» - ООО «МАГ Груп» - полигон г.Дзержинск:

- Строительство карт захоронения №№ 1, 2, 3, 4;
- Строительство системы очистки фильтрата мощностью 80-120 м3/сутки;
- Строительство системы сбора и использования биогаза мощностью 5 000 м3/час;
- Восстановление поверхностного слоя отработанных карт для уменьшения проникновения осадков в тело полигона;
- Строительство участка компостирования (в рамках мероприятий по достижению процента доли ТКО, направляемых на утилизацию, от общей массы образования ТКО) мощностью 150 000 т/год.

2.Зона деятельности № 2 (Балахнинская) – АО «СИТИМАТИК - НН» - Межмуниципальный полигон на территории Балахнинского района:

- Строительство карт захоронения №№ 3, 4, 5;
- Рекультивация полигона Балахинского м.р.;
- Мероприятия по достижению процента доли ТКО, направляемых на утилизацию, от общей массы образования ТКО до 12%.

3.Зона деятельности № 3 (Богородская) – ООО «ОРБ - Нижний» - полигон ТБО, д. Лазарево, Богородский район:

- Строительство карт захоронения №№ 3, 4;
- Строительство системы удаления биогаза;
- Строительство локальных очистных сооружений и пруда-накопителя;
- Модернизация МСК;
- Строительство участка компостирования;
- Мероприятия по достижению процента доли ТКО, направляемых на утилизацию, от общей массы образования ТКО до 12%.

В соответствии с Генеральным планом городского округа город Нижний Новгород к 2030 году планируется создание системы раздельного сбора макулатуры, полимеров, стеклоотходов, металлов и других видов ТКО, в первую очередь от объектов общественного назначения и новых жилых районов, организация приемных пунктов сбора вторичного сырья из расчета обслуживания одним пунктом 15-20 тыс. человек – всего 100-75 объектов, в т.ч. на первую очередь 90-70 объектов, создание в производственно-коммунальных зонах города 3–х участков по заготовке и первичной переработки вторсырья, в т.ч. на первую очередь –2 объекта позволит обеспечить устойчивое развитие городского хозяйства в сфере обращения с отходами.

Сокращение потребности в территориях для размещения и уничтожения растущего объема отходов будет достигнуто за счет применения эффективной системы санитарной очистки следующими мероприятиями:

1. Установка в жилой застройке мусоросборников: для сбора ТКО - 5860 контейнеров по 1,1 м3 , на первую очередь 4450 шт.; для сбора КГМ – 300 бункера по 8 м3 , на первую очередь 230 шт. при ежедневном вывозе отходов.

2. Строительство 4-7 мусороперегрузочных и сортировочных комплексов по приему, сортировке и переработке коммунальных отходов, включая крупногабаритный мусор, мощностью по 200-130 тыс.т/год, с целью извлечения вторичного сырья и уменьшения объемов отходов, подлежащих вывозу и захоронению, в т.ч. на первую очередь 2-3 объектов;

3. Строительство 2-3-х комплексов переработки твердых коммунальных отходов общей мощностью 600-800 тыс.т/год.

В рамках государственной программы «Охрана окружающей среды Нижегородской области» на 2019 - 2024 годы, утвержденной постановлением Правительства Нижегородской области от 30.04.2014 № 306 (с изм. от 11.03.2022 № 157), на территории городского округа город Нижний Новгород планируется проведение следующих мероприятий:

1. Рекультивация земельного участка занятого свалкой промышленных и бытовых отходов, расположенной за кладбищем «Красная Этна» на территории Шуваловской промзоны в Ленинском районе города Нижнего Новгорода - 2022-2023 годы;

2. Рекультивация земельного участка, занятого свалкой отходов с адресным ориентиром: г. Нижний Новгород, Московский район, Московское шоссе, д. 473, д. 475 - 2023-2024 годы;

3. Рекультивация земельного участка, занятого свалкой отходов с адресным ориентиром: г. Нижний Новгород, ул. Заовражная - 2023 год.

В рамках муниципальной программы «Охрана окружающей среды города Нижнего Новгорода» на 2019 - 2024 годы, утвержденной постановлением администрация города Нижнего Новгорода от 23.01.2019 № 115 (с изм. от 11.03.2022 № 954), необходимо продолжить проведение следующих мероприятий:

– ликвидация несанкционированных свалок;

– дальнейшее приобретение и размещение контейнеров (бункеров) для жилищного фонда и объектов инфраструктуры для раздельного накопления отходов;

– организация мест сбора крупногабаритных отходов;

– обустройство контейнерных площадок;

– мониторинг состояния окружающей среды на территории города Нижнего Новгорода;

– создание системы экологического образования населения;

– информационное обеспечение населения по вопросам рационального обращения с отходами;

– ввод повышенных требований к очистке выбросов всех предприятий;

– внедрение повышенных требований к благоустройству и озеленению территорий жилых застроек;

– разработка и утверждение графиков вывоза ТКО и организация контроля за их исполнением;

– оптимизация логистики обращения с ТКО за счет диспетчеризации и внедрения систем спутниковой навигации.

3.6.2.3. Анализ имеющихся резервов и дефицитов мощности объектов, используемых для утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов и ожидаемых резервов и дефицитов на перспективу с учетом будущего спроса.

Принимаемая система сбора отходов зависит от расстояния населенного пункта до объекта переработки, вида жилого фонда (высотная или малоэтажная застройка), планировки (ширина проездов, наличие площадей для разворота техники и т.п.), принятой стратегии обращения с отходами (основной технологией служит захоронение, отбор вторичного сырья или сжигание), климатических условий, принятой технологии сбора (в одно ведро, селективный), применяемой техники для вывоза отходов, наличия ограничений по габаритам и весу транспорта для вывоза отходов.

Основными вариантами реализации сбора отходов являются:

– сбор в контейнеры малой емкости;

– сбор отходов с использованием мусоропроводов;

– сбор с использованием сменяемых контейнеров с прессовкой/без подпрессовки в заглубленном или наземном исполнении;

– индивидуальная система сбора с использованием мешков.

На территории городского округа город Нижний Новгород осуществляется сбор и утилизация отходов I – V классов опасности. Наибольшую долю в общем объеме отходов составляют отходы V класса опасности (71,2%) и IV класса опасности (27,7%).

Количество и морфологический состав твердых коммунальных отходов меняется в течение года. В частности, при том же объеме отходов увеличивается их масса и плотность. Это связано с увеличением количества в составе твердых коммунальных отходов пищевых остатков, которые имеют относительно высокую плотность и массу. Летом увеличивается количество отходов от объектов общественного питания, парков и скверов, гостиниц и культурно-досуговых объектов в связи с увеличением туристического потока, но снижается от образовательных и административных учреждений в связи с периодом каникул и отпусков. Также летом происходит увеличение образования твердых коммунальных отходов от садоводческих, дачных, огороднических некоммерческих партнерств.

В осенний период отходы более увлажнены и отличаются повышенной массой. В связи с началом учебного года увеличивается количество отходов в учебных заведениях, музеях, библиотеках, других административных и культурных учреждениях.

В зимний период наблюдается меньшее количество твердых коммунальных отходов.

Качество работ по санитарной очистке городов в значительной степени зависит от рациональной их организации и правильного выполнения предусмотренных технологических операций. В настоящее время в нашей стране и за рубежом накоплен определенный опыт использования технических средств для сбора и утилизации ТКО. Расширяется применение кузовных мусоровозных машин, оборудованных манипуляторами, а также двухэтапного вывоза отходов с использованием мусороперегрузочных станций.

На территории Нижегородской области все объекты размещения отходов снабжены мусоросортировочными комплексами, что позволяет производить отбор вторичного сырья и направлять его на переработку.

При планировании мощности создаваемых объектов в сфере обращения с отходами, следует учитывать внедрение раздельного (селективного) сбора отходов на уровне отходообразователя, таким образом уменьшение объемов смешанных фракций и повышение процента отбираемых вторичных материальных ресурсов, вовлекаемых в повторный цикл экономического оборота, а следовательно существенное сокращение объемов захоронения отходов и необходимых для этого мощностей полигонов.

Для расчета имеющихся резервов и дефицитов мощности объектов, используемых для сбора и утилизации ТКО принята следующая периодичность вывоза отходов: ежедневно для органических отходов и один раз в неделю для вторичных материальных ресурсов, крупногабаритных отходов и отходов.

По данным Территориальной схемы обращения с отходами Нижегородской области, мощность полигонов, принимающих отходы в том числе с территории городского округа город Нижний Новгород, составляет 1 172,826 тыс. тонн в год.

Направляемые ТКО обрабатываются, в результате чего по объектам (ОРО) формируется остаточная мощность на ММП с МСК в зоне деятельности № 1 (ООО «МАГ Груп») и на ММП с МСК в зоне деятельности № 2 (АО «СИТИМАТИК-НН»). Общий уровень резервной мощности в период до 2022 года составляет 45,59%.

С 2022 года, после подтверждения увеличения мощности сортировочной линии в Арзамасском районе до 60 000 т/год, ТКО муниципальных образований (г.о.г. Арзамас, г.о. Перевозский, г.о.г. Первомайск, Арзамасский м.р., Вадский м.р., Шатковский м.р., Лукояновский м.р.) в полном объеме обрабатываются на объекте обработки в Арзамасском районе. «Хвосты» направляются на ММП с МСК г.о.г. Дзержинск (ООО «МАГ Груп») для захоронения. При этом распределение потоков на территории городского округа город Нижний Новгород не изменяется.

Перераспределение потоков позволит увеличить резервную мощность на ММП с МСК в зоне деятельности № 3 ООО «ОРБ-Нижний» до 6,5 %. Общий уровень резервной мощности с 2022 года составит 46,72%.

Федеральной схемой обращения с ТКО утверждены требования по достижению целевых показателей по годам, в том числе и доля ТКО, направляемая на утилизацию от общей массы образования ТКО. Остаточная мощность на ОРО формируется после распределения потоков с учетом доли ТКО, направляемой на утилизацию от общей массы образования ТКО, составляющей с 2023 года 6,3%, с 2024 года - 12%. Общий уровень резервной мощности с 2023 года составит 54,3%, с 2024 года – 57,1%.

Оценка данных о свободной мощности ОРО в прогнозируемый период с учетом процента отбора ВМР на сортировочных линиях и утилизации отходов отражена в Таблице 3.6.14.

Таблица 3.6.14 - Оценка данных о свободной мощности ОРО в прогнозируемый период

№ п/п	Зона деятельности РО	Наименование эксплуатирующей организации ОРО	Проектная мощность ОРО (тонн/год)	Направляемый поток ТКО (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на захоронение после обработки (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на утилизацию (тонн/год)	Остаточная мощность после распределения потока ТКО (тонн/год)	уровень резерва мощности, %
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
до 2022 года								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,0	454 935,3	429 338,7	25 596,6	453 487,3	51,4
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,0	82 225,7	80 910,1	1 315,6	79 090,0	49,4
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,0	129 679,1	127 863,6	1 815,5	2 136,4	1,6
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**666 840,1**	**638 112,4**	**28 727,7**	**534 713,6**	**45,6**
5	**доля в общем потоке**				**95,7%**	**4,3%**		
2022 год								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,0	454 935,3	426 274,4	28 660,9	456 551,6	51,7
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,0	82 225,7	77 045,5	5 180,2	82 954,6	51,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,0	129 679,1	121 509,3	8 169,8	8 490,7	6,5
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**666 840,1**	**624 829,2**	**42 010,9**	**547 996,8**	**46,7**
5	**доля в общем потоке**				**93,7%**	**6,3%**		
2023 год								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,0	395 728,2	370 797,4	24 930,9	512 028,7	58,0
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,0	82 225,7	77 045,5	5 180,2	82 954,6	51,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,0	93 857,9	87 944,8	5 913,1	42 055,2	32,4
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**571 811,8**	**535 787,6**	**36 024,2**	**637 038,4**	**54,3**
5	**доля в общем потоке**				**93,7%**	**6,3%**		
2024 год								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,00	395 728,23	348 240,84	47 487,4	534 585,16	60,6

2021

№ п/п	Зона деятельности РО	Наименование эксплуатирующей организации ОРО	Проектная мощность ОРО (тонн/год)	Направляемый поток ТКО (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на захоронение после обработки (тонн/год)	Поток ТКО, направляемый на утилизацию (тонн/год)	Остаточная мощность после распределения потока ТКО (тонн/год)	уровень резерва мощности, %
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,00	82 225,67	72 358,86	9 866,8	87 641,14	54,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,00	93 857,88	82 594,93	11 263,0	47 405,07	36,5
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**571 811,8**	**503 194,6**	**68 617,2**	**669 631,4**	**57,1**
5	**доля в общем потоке**				**88,0%**	**12,0%**		
2025 года								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,00	395 728,23	348 240,84	47 487,4	534 585,16	60,6
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,00	82 225,67	72 358,86	9 866,8	87 641,14	54,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,00	93 857,88	82 594,93	11 263,0	47 405,07	36,5
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**571 811,8**	**503 194,6**	**68 617,2**	**669 631,4**	**57,1**
5	**доля в общем потоке**				**88,0%**	**12,0%**		
2026 года								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,00	395 728,23	348 240,84	47 487,4	534 585,16	60,6
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,00	82 225,67	72 358,86	9 866,8	87 641,14	54,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,00	93 857,88	82 594,93	11 263,0	47 405,07	36,5
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**571 811,8**	**503 194,6**	**68 617,2**	**669 631,4**	**57,1**
5	**доля в общем потоке**				**88,0%**	**12,0%**		
2027 - 2030 годы								
1	Зона деятельности № 1	ООО «МАГ Груп»	882 826,00	395 728,23	348 240,84	47 487,4	534 585,16	60,6
2	Зона деятельности № 2	АО «СИТИМАТИК - НН» (Балахна)	160 000,00	82 225,67	72 358,86	9 866,8	87 641,14	54,8
3	Зоны деятельности № 3, 6	ООО «ОРБ-Нижний»	130 000,00	93 857,88	82 594,93	11 263,0	47 405,07	36,5
4	**ВСЕГО по г.о. город Нижний Новгород**		**1 172 826,0**	**571 811,8**	**503 194,6**	**68 617,2**	**669 631,4**	**57,1**
5	**доля в общем потоке**				**88,0%**	**12,0%**		

3.6.2.4.Анализ показателей готовности системы утилизации, обезвреживания и захоронения (утилизации) твердых коммунальных отходов, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Принимаемая система сбора отходов зависит от расстояния населенного пункта до объекта переработки, вида жилого фонда (высотная или малоэтажная застройка), планировки (ширина проездов, наличие площадей для разворота техники и т.п.), принятой стратегии обращения с отходами (основной технологией служит захоронение, отбор вторичного сырья или сжигание), климатических условий, принятой технологии сбора (в одно ведро, селективный), применяемой техники для вывоза отходов, наличия ограничений по габаритам и весу транспорта для вывоза отходов.

Исполнение требований Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления», наличие резервных мощностей объектов, используемых для сбора и утилизации ТКО городского округа город Нижний Новгород, свидетельствует о надежности и готовности системы сбора и утилизации ТКО.

3.6.2.5. Воздействие на окружающую среду, имеющиеся проблемы и направления их решения.

Одним из основных принципов охраны окружающей среды является ответственность органов местного самоуправления за обеспечение благоприятной окружающей среды и экологической безопасности на соответствующих территориях. Деятельность органов местного самоуправления в сфере охраны окружающей среды и природных ресурсов осуществляется в рамках Федерального закона от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Устава Нижнего Новгорода, других нормативных и законодательных актов.

К вопросам местного значения городского округа относятся:

- организация мероприятий по охране окружающей среды;
- организация и развитие системы экологического образования, воспитание и формирование экологической культуры;
- соблюдение права каждого на получение достоверной информации о состоянии окружающей среды;
- создание и развитие современной инфраструктуры сбора отходов потребления;
- мероприятия по ликвидации и рекультивации свалок отходов;
- реализация мероприятий федерального проекта; ряд других вопросов.

Объекты размещения (утилизации) ТКО (действующие и недействующие) потенциально опасны для окружающей среды.

Основными видами загрязнения являются:

- загрязнение атмосферного воздуха;
- загрязнение почвы;
- загрязнение водного бассейна.

Процесс накопления или рассеивания вредных примесей зависит от сочетания метеорологических параметров – ветрового режима, температурных инверсий, величин осадков и частоты туманов, и определяется показателем потенциала загрязнения атмосферы. К основным метеорологическим параметрам, способствующим накоплению загрязняющих веществ в атмосфере, можно отнести слабые скорости ветра и туманы. Главным же фактором, определяющим удаление примесей, являются осадки, которые обеспечивают вымывание примесей, а их интенсивность и количество определяет скорость

и эффективность этого процесса. Высокий показатель потенциала загрязнения атмосферы свидетельствует о предрасположенности территории к сильному загрязнению. Но реализация этого потенциала зависит от наличия источников загрязнения, то есть зона высокой повторяемости метеоусловий, интенсифицирующих процессы загрязнения воздушной среды, не всегда является самой загрязненной.

Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28.01.2021 № 2 «Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» утверждены нормативы предельно допустимой концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) – максимальное количество вредного вещества в единице объема или массы, которое при ежедневном воздействие в течение неограниченного времени не вызывает каких- либо болезненных изменений в организме и неблагоприятных наследственных изменений у потомства.

Постановлением Администрации города Нижнего Новгорода Нижегородской области от 23.01.2019 № 115 «Об утверждении муниципальной программы города Нижнего Новгорода «Охрана окружающей среды города Нижнего Новгорода» на 2019-2024 годы установлены целевые показатели предельно допустимой концентрации загрязняющих веществ на территории городского округа город Нижний Новгород (Таблица 3.6.15.)

Таблица 3.6.15 - Показатели предельно допустимой концентрации загрязняющих веществ на территории городского округа город Нижний Новгород

N п/п	Наименование цели муниципальной программы, задачи, целевого индикатора	Единица измерения	Значение целевого индикатора					
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Цель. Улучшение экологической ситуации на территории города							
1.1.	Доля загрязняющих веществ с превышением ПДК по отношению к общему количеству контролируемых ингредиентов	%	30	30	-	-	-	-
1.2.	Доля общих нестандартных анализов контролируемых показателей в сравнении с установленными нормативами по отношению к общему количеству контролируемых показателей	%	-	-	10	10	10	10
2.	Задача. Снижение техногенной нагрузки на окружающую среду города							
2.1.	Доля загрязняющих веществ с превышением ПДК по отношению к общему количеству контролируемых ингредиентов (по направлению природные и сточные воды)	%	30	30	-	-	-	-
2.2.	Доля загрязняющих веществ с превышением ПДК по отношению к общему количеству контролируемых ингредиентов (по направлению атмосферный воздух)	%	30	26	-	-	-	-
2.3.	Доля загрязняющих веществ с превышением ПДК по отношению к общему количеству контролируемых ингредиентов (по направлению почва)	%	30	26	-	-	-	-
2.4.	Доля нестандартных анализов	%	-	-	10	10	10	10

N п/п	Наименование цели муниципальной программы, задачи, целевого индикатора	Единица измерения	Значение целевого индикатора					
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	контролируемых показателей в сравнении с установленными нормативами по отношению к общему количеству контролируемых показателей (по направлению природные и сточные воды)							
2.5.	Доля нестандартных анализов контролируемых показателей в сравнении с установленными нормативами по отношению к общему количеству контролируемых показателей (по направлению почва)	%	-	-	10	10	10	10
2.6	Доля загрязняющих веществ с превышением ПДК по отношению к общему количеству контролируемых ингредиентов (по направлению атмосферный воздух)	%	-	-	10	10	10	10

Уполномоченным органом администрации Нижнего Новгорода в области охраны окружающей среды на территории города является муниципальное казенное учреждение «Комитет охраны окружающей среды и природных ресурсов города Нижнего Новгорода». Деятельность Комитета направлена на решение задач органов местного самоуправления в области охраны окружающей среды и природных ресурсов на территории муниципального образования Нижний Новгород:

1. Мониторинг за состоянием окружающей среды.

С целью комплексного наблюдения за состоянием окружающей среды, в том числе компонентов природной среды, естественных экологических систем, за происходящими в них процессами, явлениями, оценкой и прогнозом изменений состояния окружающей среды, на территории города Нижнего Новгорода осуществление экологического мониторинга:

а) Предоставление администрации города Нижнего Новгорода информации о состоянии загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов на территории города.

Информационный отчет о состоянии загрязнения атмосферного воздуха на территории районов города Нижнего Новгорода по контролируемым загрязняющим веществам.

б) Лабораторно-производственный контроль качества воды и почвы в зонах рекреации водных объектов города Нижнего Новгорода.

в) Санитарно-эпидемиологическая экспертиза по объектам окружающей среды с результатами лабораторно-инструментальных исследований (почва, вода).

2. Эколого-просветительская деятельность.

1) Участие в федеральных, областных и городских экологических форумах, конференциях, семинарах по поручению администрации города Нижнего Новгорода. Издание информационно-методических материалов:

издание ежегодных докладов об экологической обстановке и природоохранной деятельности в Нижнем Новгороде; издание информационных и познавательных материалов для детей дошкольного и школьного возраста.

2) Организация и развитие системы экологического образования и воспитания и формирование экологической культуры: в детских дошкольных, школьных и других образовательных учреждениях проводятся уроки экологии, конкурсы рисунка и другие мероприятия; организуются субботники, трудовые десанты, экологические акции.

3) Организация и проведение экологических олимпиад, конкурсов, фестивалей, акций:

Проблемы в сфере обращения с отходами приводят к неблагоприятным экологическим и экономическим последствиям, негативному воздействию на окружающую среду.

Одни из причин, которые обуславливают развитие в Нижегородской области негативной ситуации в сфере обращения отходов, является: не соответствие объектов размещения отходов, экологическим и санитарным требованиям, используемые в сфере обращения с отходами; накопленные проблемы предшествующих периодов (наличие значительного количества отходов, не утилизированных из-за отсутствия соответствующих технологий).

Модернизация инфраструктуры сбора и транспортирования отходов путем приобретения мусорных контейнеров и (или) бункеров и создание (обустройство) контейнерных площадок решит часть проблем в сфере обращения с отходами.

Новым и важным направлением работы является ликвидация несанкционированных свалок в границах городов и наиболее опасных объектов накопленного экологического вреда окружающей среде, ряд мероприятий предусматривают значительные сроки реализации либо требуют постоянной реализации.

Для решения данных вопросов администрация города Нижнего Новгорода, в рамках своих полномочий, принимает все необходимые меры.

3.6.3. Анализ финансового состояния организаций коммунального комплекса, действующих тарифов, платежей и задолженности потребителей за предоставленные ресурсы

Финансовое состояние организаций коммунального комплекса, платежи и задолженность потребителей за коммунальные услуги.

Финансовое состояние организаций сферы обращения с отходами на территории городского округа город Нижний Новгород проанализировано на основании бухгалтерской отчетности (форма № 0710099 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и форма № 0710002 Отчет о финансовых результатах), установленных форм раскрытия информации за 2019 - 2020 годы.

Исходные данные взяты из открытых источников сети интернет, с сайтов организаций.

1.Финансовые результаты деятельности ООО «Нижэкология-НН» за 2019 – 2021 гг. представлены в табл. 3.6.16.

Таблица 3.6.16– Финансовые результаты деятельности ООО «Нижэкология-НН»

№ п/п	Показатели	ООО «Нижэкология-НН»		
		В целом по предприятию		
		2021 год, тыс.руб.	2020 год, тыс.руб.	2019 год, тыс.руб.
1.	Выручка	3 010 940	2 901 770	2 517 720
2.	Себестоимость продаж	2 871 831	2 754 370	2 439 400
3.	Валовая прибыль (убыток)	139 109	147 400	78 320
4.	Коммерческие и управленческие расходы	152 950	150 417	123 938
5.	Прибыль (убыток) от продаж	-13 841	-3 017	-45 618
6.	Прочие внереализационные доходы	220 321	149 427	18 416
7.	Прочие внереализационные расходы	202 822	149 501	26 963
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	3 658	-3 091	-54 165

9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	1 847	-5 576	-4
10.	Чистая прибыль (убыток)	1 811	2 485	-54 161
11.	Дебиторская задолженность, всего	531 884	397 509	416 100

По данным бухгалтерской отчетности ООО «Нижэкология-НН» фактический финансовый результат в целом по организации за 2021 г. – прибыль в размере 1 811 тыс. руб. (за 2020 год – прибыль 2 485 тыс. руб., за 2019 год – убыток 54 161 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере обращения ТКО, по состоянию на 31.12.2021 составила 531 884 тыс.руб., на 31.12.2020 - 397 509 тыс. руб., на 31.12.2019 – 416 100 тыс. руб.

2.Финансовые результаты деятельности АО «СИТИМАТИК - НИЖНИЙ НОВГОРОД» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.6.17.

Таблица 3.6.17– Финансовые результаты деятельности АО «СИТИМАТИК - НИЖНИЙ НОВГОРОД»

№ п/п	Показатели	АО «СИТИМАТИК - НИЖНИЙ НОВГОРОД»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	988 014	1 086 430
2.	Себестоимость продаж	913 338	836 171
3.	Валовая прибыль (убыток)	74 676	250 259
4.	Коммерческие и управленческие расходы	76 092	48 646
5.	Прибыль (убыток) от продаж	-1 416	201 613
6.	Прочие внереализационные доходы	349 020	89 193
7.	Прочие внереализационные расходы	398 850	238 877
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	-51 246	51 929
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	-9 738	19 333
10.	Чистая прибыль (убыток)	-41 508	32 596
11.	Дебиторская задолженность, всего	293 614	214 060

По данным бухгалтерской отчетности АО «СИТИМАТИК - НИЖНИЙ НОВГОРОД» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – убыток в размере 41 508 тыс. руб. (за 2019 год – прибыль 32 596 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере обращения ТКО, по состоянию на 31.12.2020 составила 293 614 тыс. руб., на 31.12.2019 – 214 060 тыс. руб.

3.Финансовые результаты деятельности ООО «СитиЛюкс 52» за 2019 – 2020 гг. представлены в табл. 3.6.18.

Таблица 3.6.18– Финансовые результаты деятельности ООО «СитиЛюкс 52»

№ п/п	Показатели	ООО «СитиЛюкс 52»	
		Факт 2020 г., тыс. руб.	Факт 2019 г., тыс. руб.
		В целом по предприятию	
1.	Выручка	386 129	348 147
2.	Себестоимость продаж	348 733	317 016
3.	Валовая прибыль (убыток)	37 396	31 131
4.	Коммерческие и управленческие расходы	51 369	33 277
5.	Прибыль (убыток) от продаж	-13 973	-2 146
6.	Прочие внереализационные доходы	19 785	1 086
7.	Прочие внереализационные расходы	5 165	9 527
8.	Прибыль (убыток) до налогообложения	647	-10 587
9.	Прочие доходы и расходы после налогообложения	2	0

10.	Чистая прибыль (убыток)	645	-10 587
11.	Дебиторская задолженность, всего	116 243	89 171

По данным бухгалтерской отчетности ООО «СитиЛюкс 52» фактический финансовый результат в целом по организации за 2020 г. – прибыль в размере 645 тыс. руб. (за 2019 год – убыток 10 587 тыс. руб.).

Задолженность покупателей и заказчиков, т.ч за жилищно-коммунальные услуги в сфере обращения ТКО, по состоянию на 31.12.2020 составила 116 243 тыс. руб., на 31.12.2019 – 89 171 тыс. руб.

Величина действующих тарифов.

Территория Нижегородской области разделена на 9 зон деятельности региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами, по каждой зоне деятельности на основании конкурсных процедур Министерства экологии и природных ресурсов Нижегородской области определены региональные операторы. На территории муниципального образования городской округ город Нижний Новгород свою деятельность осуществляют следующие региональные операторы:

Зона деятельности № 1 - ООО «Нижэкология-НН» (за исключением Сормовского района и Новинского сельсовета);

Зоны деятельности № 2, 4 - АО «Ситиматик - Нижний Новгород» (Сормовский район);

Зона деятельности № 3 - ООО «СитиЛюкс 52» (Новинский сельсовет).

Для каждого регионального оператора установлен предельный экономически обоснованный единый тариф за обращение с ТКО. Цены (тарифы) на тариф на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами для потребителей Нижегородской области устанавливаются на ежегодной основе Региональной службой по тарифам Нижегородской области.

В таблице 3.6.19. представлены утвержденные единые тарифы на услуги региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами на 2020 - 2023 годы.

Таблица 3.6.19– Предельные единые тарифы на услуги региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами на 2020 – 2023 годы

№	Наименование организации	Вид товара (услуги)/вид деятельности	Зона деятельности	Порядок учёта НДС в тарифе	2020		2021		2022		2023	
					с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020	с 01.01.2021 по 30.06.2021	с 01.07.2021 по 31.12.2021	с 01.01.2022 по 30.06.2022	с 01.07.2022 по 31.12.2022	с 01.01.2023 по 30.06.2023	с 01.07.2023 по 31.12.2023
					руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м
1	ООО «Нижэкология-НН»	Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами	По зоне деятельности № 1	Без НДС	636,02	636,02	634,24	659,61	659,61	680,93	680,93	703,80
		Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами (при раздельном накоплении)		Без НДС	488,21	488,21	428,54	441,40	441,40	455,66	455,66	461,50
	Источник: Региональная служба по тарифам Нижегородской области				Решение от 20.12.2019 № 65/53		Решение от 20.12.2021 № 58/2021					
2.	АО «СИТИМАТИК - НИЖНИЙ НОВГОРОД»	Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами	По зоне деятельности № 2	Без НДС	560,30	с 01.12.2020 - 558,91	558,91	581,26	581,26	606,25	606,25	635,75
		Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами (при раздельном накоплении)		Без НДС	390,75	с 01.12.2020 - 388,41	388,41	391,07	391,07	407,84	407,84	451,44
		Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами	По зоне деятельности № 4	Без НДС	549,74	с 01.12.2020 - 547,80	547,8	569,72	569,72	594,21	594,21	690,5

№	Наименование организации	Вид товара (услуги)/вид деятельности	Зона деятельности	Порядок учёта НДС в тарифе	2020		2021		2022		2023	
					с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020	с 01.01.2021 по 30.06.2021	с 01.07.2021 по 31.12.2021	с 01.01.2022 по 30.06.2022	с 01.07.2022 по 31.12.2022	с 01.01.2023 по 30.06.2023	с 01.07.2023 по 31.12.2023
					руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м	руб./куб.м
		Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами (при раздельном накоплении)		Без НДС	445,33	с 01.12.2020 - 445,33	440,3	442,96	442,96	442,96	442,96	404,29
	Источник: Региональная служба по тарифам Нижегородской области				Решение от 30.11.2020 № 48/5		Решение от 17.12.2021 № 57/2					
3.1.	ООО «СитиЛюкс 52»	Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами	По зоне деятельности № 3	Без НДС	619,88	619,88	618,88	639,18	639,18	652,85	652,85	688,51
		Единые тарифы на услугу регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами (при раздельном накоплении)		Без НДС	466,90	466,90	460,56	460,56	460,56	466,80	466,80	473,43
	Источник: Региональная служба по тарифам Нижегородской области				Решение от 20.12.2019 № 65/55		Решение от 18.12.2020 № 54/129					

Анализ структуры платы граждан за сбор и размещение ТКО

Структура цен (тарифов) в сфере сбора и размещения ТКО городского округа город Нижний Новгород состоит из единых тарифов на услуги региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами.

Единые тарифы на услуги региональных операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами отражены в таблице 3.6.19.