



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА «Город ДЗЕРЖИНСК»
НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА
АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ ВЕРСИЯ НА 2026 ГОД
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
№ 0413 – 2025.ОМ-АСТ.001**

г. Дзержинск, 2025 год



«СОГЛАСОВАНО»

Директор филиала
«Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
директора по производству
ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие»

_____ И. А. Гнеушева

« ____ » _____ 2025 г.

_____ А. С. Вакатов

« ____ » _____ 2025 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА «Город ДЗЕРЖИНСК»
НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА
АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ ВЕРСИЯ НА 2026 ГОД
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ 0413 – 2025.ОМ-АСТ.001

г. Казань, 2025 год

СПИСОК ДОКУМЕНТОВ ОБОСНОВЫВАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

№	Наименование документа	Шифр
Глава 1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.001
Глава 2	Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.002
Глава 3	Электронная модель системы теплоснабжения городского округа «город Дзержинск».	0413 – 2025.ОМ-АСТ.003
Глава 4	Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.004
Глава 5	Мастер-план развития систем теплоснабжения городского округа «город Дзержинск».	0413 – 2025.ОМ-АСТ.005
Глава 6	Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.006
Глава 7	Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.007
Глава 8	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.008
Глава 9	Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы ГВС.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.009
Глава 10	Перспективные топливные балансы.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.010
Глава 11	Оценка надежности теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.011
Глава 12	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.012
Глава 13	Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа «город Дзержинск».	0413 – 2025.ОМ-АСТ.013
Глава 14	Ценовые (тарифные) последствия.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.014
Глава 15	Реестр единых теплоснабжающих организаций.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.015
Глава 16	Реестр мероприятий схемы теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.016
Глава 17	Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.017
Глава 18	Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.	0413 – 2025.ОМ-АСТ.018
Глава 19	Оценка экологической безопасности теплоснабжения	0413 – 2025.ОМ-АСТ.019

СОДЕРЖАНИЕ ГЛАВЫ 1

СПИСОК ОСНОВНЫХ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	17
ВВЕДЕНИЕ.....	18
СПИСОК ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	19
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ Г. ДЗЕРЖИНСК.....	21
Глава 1 Часть 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА	
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	24
1.1. Структура теплоснабжения городского округа г. Дзержинск.....	24
1.2. Эксплуатационные зоны действия ТСО и теплосетевых организаций	24
1.3. Зона действия индивидуального теплоснабжения	35
1.4. Договорные отношения ТСО и теплосетевые организации	41
1.5. Изменения функциональной структуры организации теплоснабжения на базовый год актуализации схемы теплоснабжения	42
Глава 1 Часть 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	43
2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования....	43
2.2. Параметры установленной тепловой мощности источников ТЭ	47
2.2.1. Новогорьковская ТЭЦ.....	47
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой мощности	53
2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	55
2.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок Новогорьковской ТЭЦ	57
1.1.1. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Дзержинской ТЭЦ с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	59
1.1.2. Среднегодовая загрузка оборудования Дзержинской ТЭЦ.....	59
1.1.3. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ	61
1.1.4. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования Дзержинской ТЭЦ за 2018 – 2022 гг.	63
1.1.5. Описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии (мощности), теплоносителя в тепловые сети в соответствии	63
1.1.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования Дзержинской ТЭЦ.....	64
1.1.7. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования	

(турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	64
1.1.8. Указание станционных номеров теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин не прохождения конкурсного отбора электрической мощности	64
1.1.9. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки и на котельных ГО «Город Дзержинск»	65
1.1.10. Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.....	65
1.1.11. Указание характеристик и состояния золоотвалов для проектного топливного режима Дзержинской ТЭЦ	67
1.1.12. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки – Дзержинской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1	67
1.1.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования Дзержинской ТЭЦ за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	68
1.2. Источник комбинированной выработки тепловой энергии – ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова».....	69
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования....	69
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	71
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	71
1.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса основного оборудования	72
1.2.5. Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ	72
1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования ТЭЦ.....	73
1.2.7. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии,	

функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	73
1.2.8. Указание станционных номеров теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин не прохождения конкурсного отбора электрической мощности	73
1.2.9. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки – ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"	73
1.2.10. Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.....	75
1.2.11. Указание характеристик и состояния золоотвалов для проектного топливного режима ТЭЦ	75
1.2.12. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки –ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"	76
1.2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования ТЭЦ за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	76
1.3. Котельные города Дзержинск	77
1.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»	77
1.3.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	82
1.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных ГО «Город Дзержинск»	95
1.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельных ГО «Город Дзержинск»	95
1.3.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса котельных ГО «Город Дзержинск»	97
1.3.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от котельных ГО «Город Дзержинск» с обоснованием выбора графика изменения температур и	

расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	103
1.3.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»	105
1.3.8. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети от котельных ГО «Город Дзержинск»	107
1.3.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»	107
1.3.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных ГО «Город Дзержинск»	108
1.3.11. Описание изменений технических характеристик основного оборудования котельных ГО «Город Дзержинск», зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	108
Часть 2. Тепловые сети, сооружения на них в ГО «Город Дзержинск»	109
2.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	109
2.1.1. Обобщенная характеристика систем теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» по состоянию на 01.01.2024 г.	109
2.1.2. Характеристики тепловых сетей по типам прокладки от Дзержинской ТЭЦ	151
2.1.3. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1	153
2.1.4. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1	161
2.1.5. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1	165
2.1.6. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельной ГБУ санаторий «Пушкино» в зоне деятельности ЕТО № 1	166
2.1.7. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных АО «НОКК» в зоне деятельности ЕТО № 2	166
2.1.8. Сроки эксплуатации тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ	166
2.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	167
2.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков,	

определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	169
2.3.1. Тепловые сети в системе теплоснабжения ГО «Город Дзержинск».....	169
2.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ГО «Город Дзержинск».....	169
2.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	173
2.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	173
2.6.1. График регулирования отпуска тепла от Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс»	173
2.6.2. График регулирования отпуска тепла от котельных ООО «Нижегородтеплогаз»	175
2.6.3. График регулирования отпуска тепла от котельных МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК», котельной пос. Пыра и ООО «Дзержинсктеплогаз».....	177
2.6.4. График регулирования отпуска тепла от котельной ул. Сухаренко, 10	179
2.6.5. Анализ обоснованности графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	180
2.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	180
2.7.1. Анализ фактических режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ.....	180
2.7.2. Анализ фактических режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети от котельных ГО «Город Дзержинск»	185
2.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей...	185
2.8.1. Общие сведения.....	185
2.8.2. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А	186
2.8.3. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до НО-209	190
2.8.4. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до ТК227	195
2.8.5. Гидравлический режим тепловых сетей от ПАВ 4 до ПАВ 7	200
2.8.6. Гидравлический режим тепловых сетей от ПАВ 7 до ПАВ 1	208
2.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	

2.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей в ЕТО № 1, за последние 5 лет	217
2.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	222
2.11.1. Общие положения	222
2.11.2. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей.....	223
2.11.3. Перечень типовых средств контроля и измерений для диагностики трубопроводов	223
2.11.4. Проведение технического диагностирования	224
2.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	227
2.12.1. Общие положения	227
2.12.2. Виды испытаний на тепловых сетях	228
2.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	231
2.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	231
2.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	235
2.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	235
2.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	236
2.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	242
2.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	243

2.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .	244
2.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	244
2.22. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	245
Часть 3. Зоны действия источников тепловой энергии.....	246
Часть 4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	262
4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	262
4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	265
4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	267
4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	268
4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	270
4.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	270
Часть 5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	272
5.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	272
5.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	272
5.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	314
5.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	315
5.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии	

и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	315
5.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	315
Часть 6. Балансы теплоносителя.....	316
6.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	316
6.1.1. Балансы производительности водоподготовительных установок	316
6.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	334
6.2.1. Фактическая подпитка тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ.....	334
6.2.2. Расчет аварийной подпитки тепловых сетей.....	334
6.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	349
Часть 7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	350
7.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	350
7.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	361
7.2.1. Описание видов резервного и аварийного топлива.....	361
7.2.2. Расчет норматива эксплуатационного запаса топлива и общего нормативного запаса топлива по Дзержинской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	363
7.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	363

7.4. Описание использования местных видов топлива	365
7.5. Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	365
7.6. Описание преобладающего в МО ГО «Город Дзержинск» вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в МО ГО «Город Дзержинск».....	366
7.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса МО ГО «Город Дзержинск»	367
7.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	367
Часть 8. Надежность теплоснабжения	368
8.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	368
8.2. Частота отключений потребителей.....	368
8.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	380
8.4. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	380
8.5. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	380
Часть 9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций МО ГО «Город Дзержинск»	381
9.1. Общие положения.....	381
9.2. ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	386
9.2.1. Результаты хозяйственной деятельности	386
9.2.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического	

переворужения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	387
9.3. ООО «Нижегородтеплогаз»	388
9.3.1. Результаты хозяйственной деятельности	388
9.3.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ООО «Нижегородтеплогаз»	390
9.4. МУП «ДзержинскЭнерго»	390
9.4.1. Результаты хозяйственной деятельности	390
9.4.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период МУП «ДзержинскЭнерго»	391
9.5. Котельная п. Пыра (16.07.2024 котельная п. Пыра передана в хозяйственное ведение МУП «Дзержинск-Энерго»)	392
9.5.1. Результаты хозяйственной деятельности	392
9.6. ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»	394
9.6.1. Результаты хозяйственной деятельности	394
9.6.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»	396
9.7. ООО «Дзержинсктеплогаз»	396
9.7.1. Результаты хозяйственной деятельности	396
9.7.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ООО «Дзержинсктеплогаз»	398
9.8. ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»	399
9.8.1. Результаты хозяйственной деятельности	399
9.8.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»	399
9.9. ЕТО № 2. АО «НОКК»	400

9.9.1. Результаты хозяйственной деятельности	400
9.9.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период АО «НОКК»	402
Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	403
10.1. Общие положения.....	403
10.2. Тарифы на тепловую энергию филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	403
10.2.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	403
10.2.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».....	407
10.2.3. Плата за подключение потребителей	409
10.2.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	409
10.3. Тарифы на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»	411
10.3.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»	411
10.3.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»	412
10.3.3. Плата за подключение потребителей	416
10.3.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	416
10.4. Тарифы на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»	417
10.4.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»	417
10.4.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»	418
10.4.3. Плата за подключение потребителей	423
10.4.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	423
10.5. Котельная п. Пыра	423
10.5.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию	423
10.5.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию кот. Пыра.....	425

10.6. Тарифы на тепловую энергию ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»	428
10.6.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова».....	428
10.6.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»	430
10.6.3. Плата за подключение потребителей	432
10.6.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	432
10.7. Тарифы на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз»	433
10.7.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз».....	433
10.7.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз»	435
10.7.3. Плата за подключение потребителей	441
10.7.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	441
10.8. Тарифы на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»	441
10.8.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино».....	441
10.8.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»	442
10.8.3. Плата за подключение потребителей	444
10.8.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	444
10.9. Тарифы на тепловую энергию АО «НОКК».....	445
10.9.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию АО «НОКК» ...	445
10.9.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию АО «НОКК»	446
10.9.3. Плата за подключение потребителей	451
10.9.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	451
10.10. Тарифы в сфере теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения ...	451
Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск»	452
11.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок	

потребителей).....	452
11.2. Описание существующих проблем организации надёжного и теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск» (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	452
11.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения.	454
11.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	454
11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения.....	454
11.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск», произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	454

СПИСОК ОСНОВНЫХ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ф.И.О.	Должность, степень, звание	Телефон	Выполненные работы	Подпись
Каюмов Т.К.	Начальник службы СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Общее руководство.	
Коченков А.Г.	Зам. начальника службы СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Сбор информации, разра- ботка структуры отчетов.	
Аскарлов М.Р.	Главный специа- лист СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Разработка инвестицион- ной программы.	
Федотов Д.В.	Нач. лаборато- рии СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Хамматуллин Д.К.	Нач. лаборато- рии СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Никанов А.Н.	Главный специа- лист СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Иванов Р.В.	Ведущий инженер СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Мирзагаянов Р.А.	Инженер 1 кат. СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Субботин Д.Е.	Инженер СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Обработка информации, составление отчетов.	
Ляшко Е.Н.	Инженер 1 кат. СЭЭФ	(843) 212- 11-59 (вн.6)	Составление СДД, обра- ботка информации.	

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения городского округа г. Дзержинск разработана с целью обеспечения надежного и качественного теплоснабжения на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом прогноза перспективного градостроительного развития до 2035 года, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, а также определения необходимых мероприятий и затрат на решение выявленных проблем, реконструкцию и модернизацию тепловых сетей и энергоисточников. Схема теплоснабжения определяет стратегию и единую политику перспективного развития централизованных систем теплоснабжения города. Основой для разработки схемы теплоснабжения городского округа г. Дзержинск до 2035 года являются:

1. Федеральный закон от 27.06.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей;

2. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в редакции постановления Правительства РФ от 16.03.2019 года № 276 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения»;

3. Приказ Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 "Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения";

4. документы территориального планирования;

5. утвержденная Схема теплоснабжения городского округа г. Дзержинск в 2024 году;

6. техническое задание на выполнения работ.

За отчетный (базовый) период актуализации утвержденной Схемы теплоснабжения городского округа г. Дзержинск принято состояние 2024 года. За расчетный срок долгосрочного планирования принят 2035 год.

Работы проводились на основании договора №ЭР-2025-16-П от 31.01.2025 г.

Заказчиком работы является Филиал «Нижегородский» Публичного Акционерного общества «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), которая является Единой теплоснабжающей организацией (ЕТО) городского округа г. Дзержинск Нижегородской области. Исполнитель: Общество с ограниченной ответственностью Инженерный центр «ЭнергоРазвитие» (ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие») г.Казань.

СПИСОК ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

Базовый период – год, предшествующий году разработки и утверждения первичной схемы теплоснабжения населенного пункта;

Базовый период актуализации – год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения населенного пункта;

Зона действия источника тепловой энергии – территория населенного пункта или ее части, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

Зона действия системы теплоснабжения – территория населенного пункта или ее части, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

Мастер-план развития систем теплоснабжения населенного пункта – раздел схемы теплоснабжения, содержащий описание сценариев развития теплоснабжения населенного пункта и обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения населенного пункта;

Материальная характеристика ТС – сумма произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков ТС и длины этих участков;

Местные виды топлива – топливные ресурсы, использование которых потенциально возможно в районах их образования, производства, добычи (торф и продукты его переработки, попутный газ, отходы с/х деятельности, отходы производства и потребления и иные виды топливных ресурсов), экономическая эффективность потребления которых ограничена районами (территориями) их происхождения;

Мощность источника тепловой энергии (ТЭ) нетто – располагаемая мощность источника ТЭ за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии;

Обосновывающие материалы – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, разработанные в соответствии с постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 года №154;

Схема теплоснабжения населенного пункта – документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

Располагаемая мощность источника ТЭ – установленная мощность источника ТЭ за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлах и др.);

Расчетная тепловая нагрузка – тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске ТЭ за полный отопительный период, предшествующий

началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями (МУ) по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха;

Расчетный элемент территориального деления – территория населенного пункта или ее части, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения;

Теплосетевые объекты – объекты в составе тепловой сети и обеспечивающие передачу ТЭ от источника до теплопотребляющих установок потребителей ТЭ;

Топливный баланс – документ с взаимосвязанными показателями количественного соответствия необходимых для функционирования системы теплоснабжения поставок топлива различных видов и их потребления источниками ТЭ в системе теплоснабжения, устанавливающий распределение топлива различных видов между источниками ТЭ в системе теплоснабжения и позволяющий определить эффективность использования топлива при комбинированной выработке ЭЭ и ТЭ;

Установленная мощность источника ТЭ – сумма тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска ТЭ потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника ТЭ;

Электронная модель системы теплоснабжения населенного пункта – документ в электронной форме, в котором представлена информация о характеристиках систем теплоснабжения населенного пункта.

Список используемых сокращений:

ГВС – горячее водоснабжение;

ИТП, ЦТП – индивидуальный тепловой пункт, центральный тепловой пункт;

КПД – коэффициент полезного действия;

МТС – магистральная тепловая сеть;

НС – насосная станция;

ППУ – пенополиуретан;

ПРК, ПО – программно-расчетный комплекс, программное обеспечение;

ПСВ, ОСВ – прямая и обратная сетевая вода;

СО – система отопления;

ТОА – теплообменный аппарат;

ТП – тепловой пункт;

ТС – тепловая сеть;

ТСО – теплоснабжающая организация;

ТЭ, ЭЭ – тепловая энергия, электрическая энергия;

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;

ХВС, ХПВ – холодное водоснабжение, хозяйственно-питьевая вода.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ Г. ДЗЕРЖИНСК

Географическое описание города.

Городской округ г. Дзержинск является одним из крупных высокоразвитых промышленных территорий в составе Нижегородской области. Его площадь составляет 421,53 км² - это 0,55 % от всей площади Нижегородской области.

Численность населения на 01.01.2025 составляла более 223 тыс. человек – это 7% от численности всего населения Нижегородской области. Городское население (город Дзержинск) составляет 96 % от всего населения округа.

Таблица 1.1. Прирост численности населения по годам.

2002	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
270 902	↘256 138	↘254 440	↘251 016	↘250 883	↘249 297	↘248 000	↘246 135	↘244 616
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2023	2024	2025
↘243 439	↘242 033	↘240 719	↘239 419	↘238 841	↘228 855	↘226 691	↘225 251	↘223 327

В соответствии с данными министерства экономического развития и инвестиций Нижегородской области по итогам 2023 года городской округ г. Дзержинск занимает 6-е место в группе муниципалитетов с численностью населения свыше 70 тыс. человек, по совокупной оценке, уровня социально-экономического развития территории по основным социальным, экономическим и финансовым показателям.

Округ занимает выгодное географическое положение: 397 км отделяют его от Москвы, через территорию округа протекает трасса федерального значения Москва – Нижний Новгород – Казань.

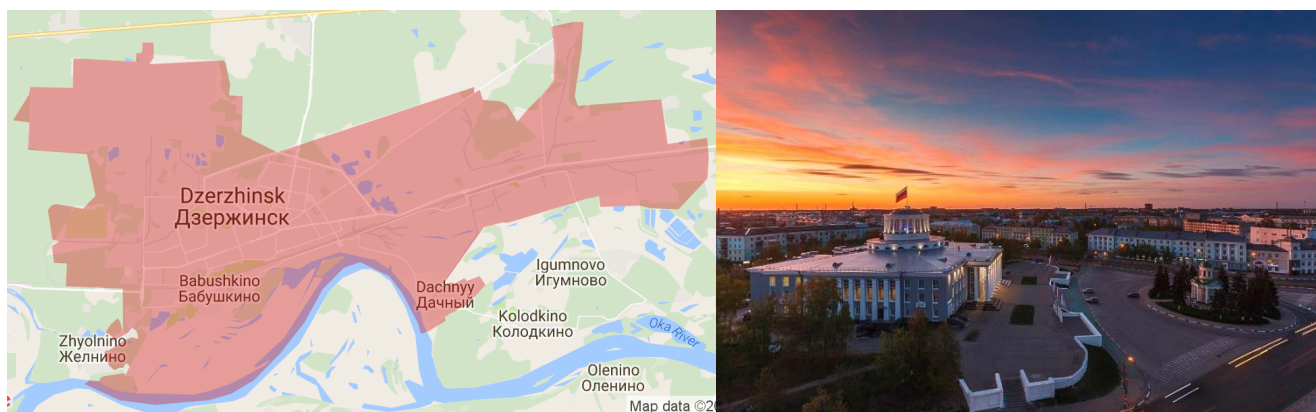


Рисунок 1.1. Карта г.о.г.Дзержинск и панорамный вид города.



Рисунок 1.2. Герб городского округа г. Дзержинск. Герб символизирует отрасли города в период его основания и развития как столицы российской химии: химию, науку, химическое машиностроение и продукцию химии для сельского хозяйства. Серп и молот, а также сочетание красного и голубого цветов. Указывают на основание города как города Российской Советской Федеративной Социалистической Республики (РСФСР).

Городской округ город Дзержинск непосредственно примыкает к западной границе городского округа город Нижний Новгород. Город Дзержинск граничит с западной стороны с Володарским муниципальным районом, с северной стороны с Балахнинским муниципальным районом, с южной стороны по руслу реки Оки с Богородским муниципальным районом. Районные центры прилегающих районов город Балахна, город Володарск, город Богородск.

Территория городского округа «Город Дзержинск» включает территории административно-территориальных образований: рабочий поселок Гавриловка; рабочий поселок Горбатовка; рабочий поселок Желнино; территорию административно-территориального образования Пырский сельсовет в составе населенных пунктов: кордон Лесной и сельский поселок Пыра – с административным центром в сельском поселке Пыра; территорию административно-территориального образования Бабинский сельсовет в составе населенных пунктов сельских поселков Бабино, Игумново, Колодкино, Петряевка, Юрьевец с административным центром в сельском поселке Бабино; сельских населенных пунктов: поселок Гнилицкие Дворики, поселок Лесная Поляна, поселок Северный, поселок Строителей.

Климат города Дзержинск умеренно-континентальный: умеренно-жаркое лето и холодная зима с неустойчивой погодой, с частыми осадками в виде дождей и снега, туманами и солнечными днями. Летом температура в среднем достигает 25÷35 градусов, зимой минус 20÷25 градусов. Близкое расположение реки Оки сказывается на уровне влажности воздуха – ранней осенью и весной город часто окутывается в густые туманы, в особенности в низинных местностях. Климатические параметры холодного времени года, принятые по СНиП 23-01-99 (2003) «Строительная климатология» приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Климатологические данные района.

Характеристика	Значение
Расчетные зимние температуры воздуха:	
Температура воздуха наиболее холодных суток	-35°C
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки	-30°C
Абсолютная минимальная температура воздуха	-41°C
Продолжительность периода со средней суточной температурой $\leq 8^\circ\text{C}$	209 дней
Средняя температура периода со средней суточной температурой $\leq 8^\circ\text{C}$	-3,6°C

Таблица 1.3. Сведения о среднемесячной температуре воздуха и среднемесячной скорости ветра в г. Дзер.

Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
Среднемесячная температура наружного воздуха, °C											
-10,1	-9,0	-2,8	5,8	13,1	17,0	19,2	17,1	11,1	4,2	-2,4	-7,5
Среднемесячная скорость ветра, метров в секунду											
5,0	5,5	5,6	5,0	5,0	4,8	4,2	4,4	3,6	5,7	4,6	3,8

Ежегодно температура воздуха может опускаться до $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой и подниматься до $+33\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом. Расчётные температуры для проектирования отопления и вентиляции соответственно равны $-32\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-4,9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Продолжительность отопительного периода составляет 209 дней. Период с положительными среднесуточными температурами отмечается с первой декады апреля до конца октября и составляет около 205 дней. Комфортный летний период с температурой $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше составляет в среднем 86 дней и продолжается с начала июня до конца августа. Безморозный период длится 148 дней. Устойчивые морозы продолжаются в среднем 126 дней с середины ноября до начала третьей декады марта. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде ноября и держится до середины апреля. Среднее число дней со снежным покровом 154.

Глава 1 Часть 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Структура теплоснабжения городского округа г. Дзержинск

Основными потребителями ТЭ в городском округе г. Дзержинск являются: жилые дома, общественные здания, объекты социальной сферы и промышленные предприятия. Система теплоснабжения – закрытая.

Системы централизованного теплоснабжения имеются в семи населенных пунктах МО ГО «Город Дзержинск», в том числе:

- ГО «Город Дзержинск»;
- рабочий поселок Горбатовка;
- сельский поселок Пыра;
- сельский поселок Бабино;
- сельский поселок Петряевка;
- рабочий поселок Гавриловка;
- рабочий поселок Желнино.

В остальных населенных пунктах теплоснабжение жилищно-коммунального сектора осуществляется от индивидуальных приборов теплоснабжения.

Теплоснабжение городского округа г. Дзержинск обеспечивается следующими теплоснабжающими и теплосетевыми организациями:

- ПАО «Т Плюс» – Дзержинская ТЭЦ;
- ООО «Нижегородтеплогаз» – 43 котельных;
- МУП «ДзержинскЭнерго» – 21 котельная;
- ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» – одна ТЭЦ, один тепловой пункт;
- ООО «Дзержинсктеплогаз» – 3 котельные;
- АО «Нижегородская областная коммунальная компания» (АО «НОКК») – 1 котельная;
- ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» – 1 котельная.

1.2. Эксплуатационные зоны действия ТСО и теплосетевых организаций

На основании Постановления Главы Администрации города № 4276 от 15.10.2018 г. ПАО «Т Плюс» исполняет функции Единой теплоснабжающей организации, (за исключением зоны деятельности газовой котельной и тепловых сетей АО «НОКК» МО ГО «Город Дзержинск», рабочий поселок Горбатовка).

Дзержинская ТЭЦ ПАО «Т Плюс», отопительные котельные ООО «Нижегородтепло-газ», МУП «ДзержинскЭнерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»,

ООО «Дзержинсктеплогаз», АО «НОКК» и ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" обеспечивают централи- теплоснабжение в жилой, общественно-деловой и производственных зонах городского округа. В соответствии с генеральным планом городского округа город Дзержинск на территории города сформированы следующие зоны:

- жилая зона;

- общественно-деловая;
- рекреационная;
- инженерной и транспортной инфраструктуры;
- производственные;
- охраняемые;
- режимных территорий;

Центральное теплоснабжение охватывает следующие зоны города:

- жилые зоны.

В их состав входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, они включают жилую и общественную застройку.

Жилая зона включает в себя кварталы разноэтажной секционной, усадебной и коттеджной застройки с объектами культурно-бытового и коммунального обслуживания с небольшими производственными предприятиями, не имеющими зон вредности.

- общественно-деловые зоны

В их состав входят территории общественно-делового, коммерческого центра, территории объектов здравоохранения, территории образовательных учреждений, территории культовых и спортивных сооружений.

- производственные зоны, в их состав входят территории занятые промышленными, коммунальными и складскими территориями.

- зоны режимных территорий. В состав зон режимных территорий в границах город- черты ГО «Город Дзержинск» входят территории воинских частей и ИТК.

В зону ответственности ПАО «Т Плюс» входит обеспечение тепловой энергией потребителей городского округа город Дзержинск, за исключением потребителей, расположенных на территории пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Пыра, Желнино, Гавриловка и предприятий в производственных зонах города, подключенных к собственным котельным.

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Нижегородтеплогаз» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск». ООО «Нижегородтепло-газ» обеспечивает эксплуатацию 24 единиц котельных и тепловых сетей от них, которые входят в состав имущества ГО «Город Дзержинск». Также ООО «Нижегородтеплогаз» обеспечивает эксплуатацию 19 единиц котельных и тепловых сетей, входящих в состав имущества

ООО «Нижегородтеплогаз». Таким образом, в зону эксплуатационной ответственности ООО «Нижегородтеплогаз» входит 43 котельных. В зону эксплуатационной ответственности МУП «ДзержинскЭнерго» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск», пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Гавриловка, пос. Пыра и Желнино.

В зону эксплуатационной ответственности ООО «Дзержинсктеплогаз» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск». В зону эксплуатационной ответственности АО «НОКК» входит обеспечение тепловой энергией части потребителей пос. Горбатовка. В зону эксплуатационной ответственности ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" входит обеспечение тепловой энергией потребителей санатория «Пушкино» в пос. Желнино.

Характеристики поставщиков тепловой энергии и их источников, зоны действия которых охватывают жилые и общественно-деловые зоны, по состоянию на 2023 г., приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Описание тепловых мощностей, генерируемых на источниках тепловой энергии теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск»

Наименование организации	Количество источников	Уст. тепловая мощность, Гкал/ч	Расп. тепловая мощность, Гкал/ч	Температурный график	Тип схемы теплоснабжения
ПАО «Т Плюс»	Дзержинская ТЭЦ	1138,4	1138,4	136/68 °С со срезкой 115 °С и нижней срезкой для приготовления ГВС 70оС в межотопительный период 72°С	Закрытая
ООО «Нижегородтеплогаз»	43 котельных	278,57	279,87	95/70 °С	Закрытая
МУП «ДзержинскЭнерго»	21 котельных	17,5935	17,5935	95/70 °С	Закрытая
ФКП «З-д им. Я. М. Свердлова»	ТЭЦ, ТП	474,5	415	-	-
ООО «ДзержинскТеплогаз»	3 котельные	7,73	7,73	95/70 °С	Закрытая
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	1 котельная	0,7	0,7	95/70 °С	Закрытая
АО «НОКК»	1 котельная	10	10	95/70 °С	Закрытая

По состоянию на 2024 г. в городском округе город Дзержинск эксплуатируется

72 источника тепловой энергии с общей установленной мощностью 1927,49 Гкал/ч.

Город Дзержинск обеспечивается теплом от Дзержинской ТЭЦ и 69-ти котельных. ТЭЦ ФКП «З-д им. Я. М. Свердлова» обеспечивает промышленных потребителей паром с различными параметрами. Источниками централизованного теплоснабжения, обеспечивающие тепловой энергией поселки МО ГО «Город Дзержинск», являются:

- пос. Горбатовка – 4 котельные;
- пос. Желнино – 3 котельных;
- пос. Гавриловка – 1 котельная;
- пос. Пыра – 1 котельная;
- пос. Бабино – 2 котельные;
- пос. Петряевка – 2 котельные.

Основным источником тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» является Дзержинская ТЭЦ ПАО «Т Плюс», обеспечивающая выработку примерно 60 % тепловой энергии, отпускаемой потребителям жилищно-коммунального сектора и бюджетным потребителям.

Перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единых теплоснабжающих организаций, приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.5. Структура теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск»

Номер ЕТО	Наименование ЕТО	№ си- стемы тепло- снаб.	Теплоснабжающая организация		Источники теп- ловой энергии	Адрес источника
						теплоснабжения
1	Филиал «Ни- жегородский» ПАО «Т Плюс»	1	Филиал «Нижегород- ский» ПАО «Т Плюс»		Дзержинская ТЭЦ	Речное шоссе, 17
		2	ООО «Нижегородтеплогаз»	Восточный ТСР	Котельная № 1Н	пр. Чкалова, 5б
		3			Котельная № 15	пер. Западный, 5а
		4			Котельная № 20	пр. Ленина, 71а
		5			Котельная № 23	бул. Мира, 4а
		6			Котельная № 26Н	пр. Ленина, 49в
		7			Котельная № 28	ул. Марковникова, 19а
		8			Котельная № 29Н	ул. Марковникова, 10б
		9			Котельная № 35	ул. Маяковского, 18а
		10			Котельная № 38Н	ул. Гастелло, 22б
		11			Котельная № 40	ул. Ватутина, 13а
		12			Котельная № 42	ул. Грибоедова, 4а
		13			Котельная № 43Н	ул. Гайдара, 40б
		14			Котельная № 44Н	бул. Победы, 4б
		15			Котельная № 47Н	ул. Маяковского, 13б
		16			Котельная № 48Н	ул. Чапаева, 68б
		17			Котельная № 60Н	ул. Дзержинского, 13б
		18			Котельная № 61	ул. Индустриальная, 3а
		19			Котельная № 62	ул. Ульянова, 3а
		20			Котельная № 64Н	ул. Ленинградская, 12б
		21		Западный ТСР	Котельная № 8	ул. Попова, 10а
		22			Котельная № 13	ул. Маяковского, 43а
		23			Котельная № 22	ул. Матросова, 36а
		24			Котельная № 25	ул. Водозаборная, 1б
		25			Котельная № 27	ул. Бутлерова, 27в
		26			Котельная № 31	ул. Терешковой, 14а
		27			Котельная № 32	бул. Мира, 19а
		28			Котельная № 33	ул. Народная, 3а
		29			Котельная № 34	ул. Советская, 10а
		30			Котельная № 36	пр. Чкалова, 49б
		31			Котельная № 37	ул. Пирогова, 30б
		32			Котельная № 45	пр. Циолковского, 15а
		33			Котельная № 46	ул. Грибоедова, 33а
		34			Котельная № 49	ул. Ситнова, 8г
		35			Котельная № 50	ул. Ситнова, 6г

		36			Котельная № 51	пр. Циолковского, 50а
		37			Котельная № 52	пр. Циолковского, 51а
		38			Котельная № 53	ул. Патоличева, 9в
		39			Котельная № 54	ул. Патоличева, 21а
		40			Котельная № 55	ул. Строителей, 15б
		41			Котельная № 56	пр. Циолковского, 81б
		42			Котельная № 57	ул. Пушкинская, 16б
		43			Котельная № 58	Химиков, 3а
		44			Котельная № 59	ул. Панфиловцев, 15а
		45			Котельная № 3	ул. Гайдара, 9
		46			Котельная № 7	ул. Пирогова, 8
		47			Котельная № 9	ул. Грибоедова, 29
		48			Котельная № 11	ул. бул. Мира, 22 А
		49			Котельная № 14	ул. Матросова, 6 Е
		50			Котельная № 21	ул. Новомосковская, 14 А
		51			Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	ул. Гастелло, 4 А
		52			Котельная школы № 25 пос. Бабино	Сел. пос. Бабино
		53			Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	Сел. пос. Бабино, ул. 8-е Марта, 32
		54			Котельная амбулатории пос. Петряевка	пос. Петряевка, ул. Встречная
		55			Котельная пос. Петряевка	Сел. пос. Петряевка, ул. Квартальная
		56			Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	Раб. пос. Горбатовка, ул. Школьная, 1
		57			Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	Раб. пос. Горбатовка, ул. Школьная
		58			Котельная пос. Горбатовка	Раб. пос. Горбатовка, ул. Восточная, 1А
		59			Котельная пос. Гавриловка	Раб. пос. Гавриловка, ул. Советская, 34
		60			Котельная д/с № 35 пос. Желнино	пос. Желнино, ул. Кооперативная, 40
		61			Котельная пос. Желнино (Почта)	пос. Желнино, ул. Кооперативная, 31
		62			Котельная бывшее трамвайное депо	г. Дзержинск, район ООО «Заря»
		63			Котельная пос. Горбатовка д/с №147	Раб. пос. Горбатовка, ул. Весенняя, 84
		64			Котельная ул. Сухаренко, 10	ул. Сухаренко, 10
		65			Котельная пос. Пыра	п. Пыра, ул. Чкалова, 10
		66		ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»	ТЭЦ завода им. Свердлова	г. Дзержинск, Нижегородская обл., пр-т Свердлова, 4
		67		ФКП «Завод им.		-

			Я. М. Свердлова»	Теплопункт за- вода им. Сверд- лова	
		68	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	Котельная ул. К. Патоли- чева, 37а	ул. К. Патоличева, 37а
		69		Котельная пр. Ленина, 8а	пр. Ленина, 8а
		70		Котельная ул. Строителей, 9в	ул. Строителей, 9в
		71	ГБУ санаторий Пуш- кино	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пуш- кино"	п. Желнино, шоссе
					Желнинское, д. 1а
2	АО «НОКК»	72	АО «НОКК»	Котельная АО «НОКК»	Раб. пос. Горбатовка, ул. Весенняя

На рисунке 1 показано расположение и обозначены зоны действия всех источников централизованного теплоснабжения ГО «Город Дзержинск», входящих в ЕТО № 1, включая Дзержинскую ТЭЦ. Зона теплоснабжения Дзержинской ТЭЦ выделена желтым цветом.

На рисунке 1.3 приведены номера котельных в соответствии с номерами в таблице 1.5.

На рисунке 1.4 приведена схема расположения источника централизованного теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск», который входит в ЕТО № 2 – котельной АО «НОКК» в пос. Горбатовка.

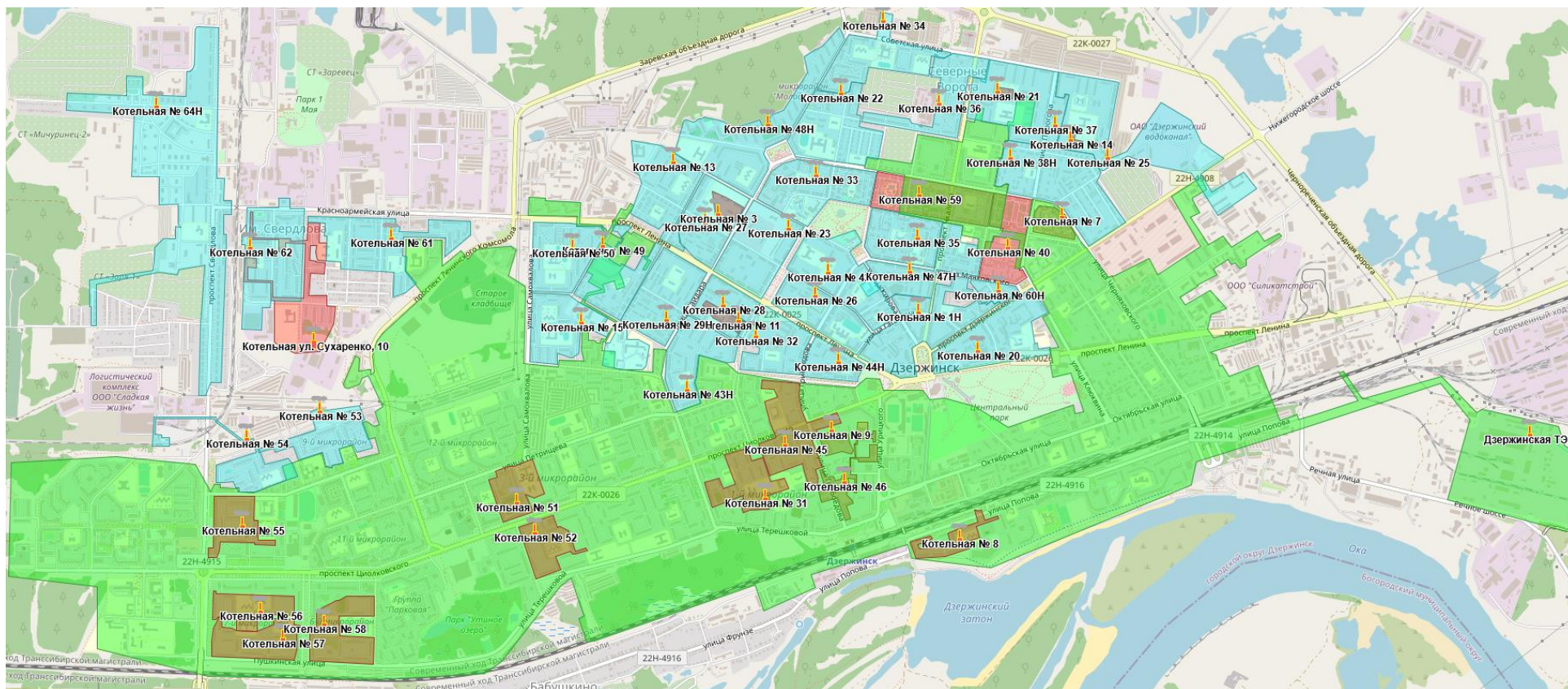


Рисунок 1.3. Схема расположения источников централизованного теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск» в ЕТО № 1

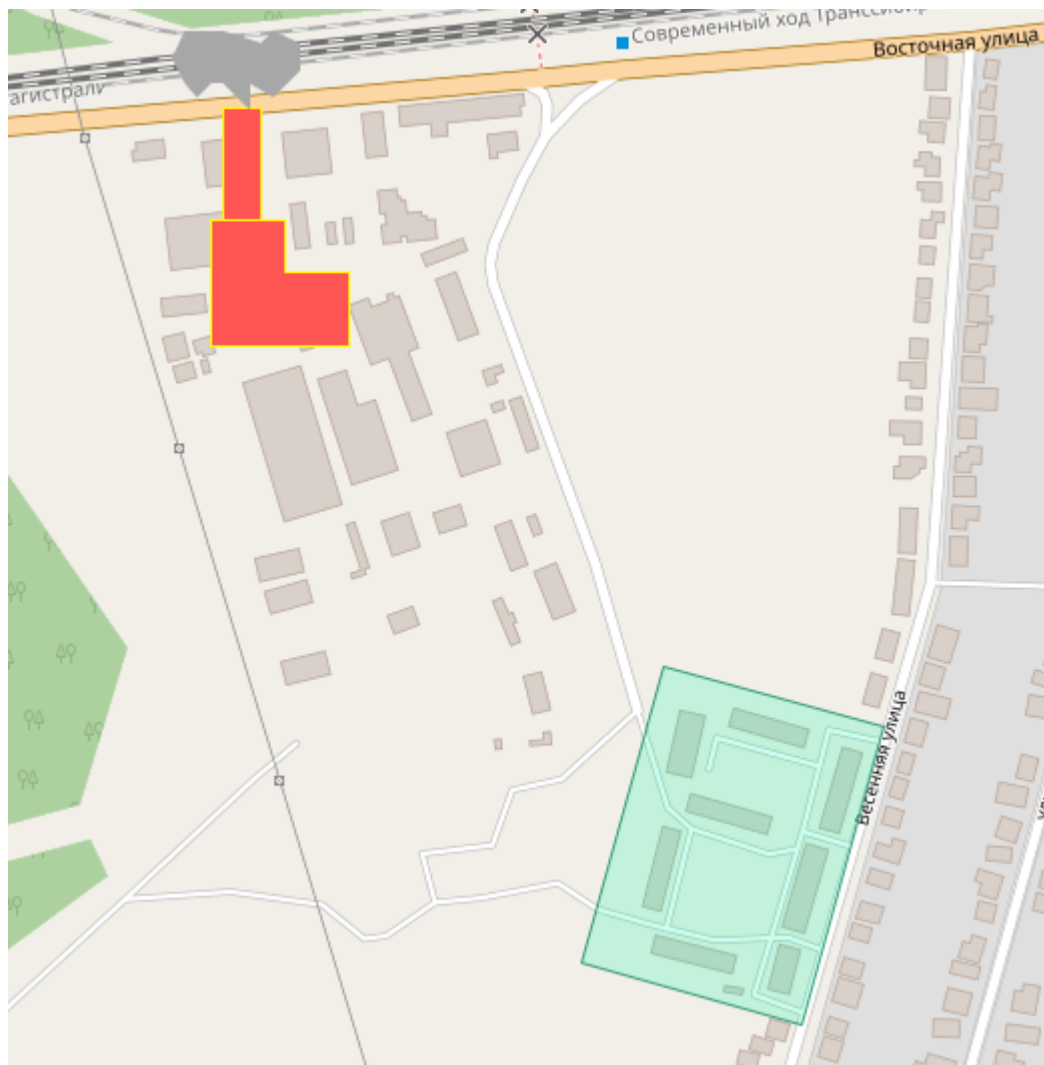


Рисунок 1.4. Схема расположения источника централизованного теплоснабжения ГО «Город Дзержинск», который входят в ЕТО № 2 – котельная АО «НОКК» в пос. Горбатовка (Зона действия котельной выделена зеленым цветом)

Дзержинская ТЭЦ ПАО «Т Плюс», отопительные котельные ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «ДзержинскЭнерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова», АО «НОКК» и ООО «Дзержинсктеплогаз» обеспечивают централизованное теплоснабжение в жилой, общественно-деловой, производственных зонах городского округа.

Зоны действия источников теплоснабжения в городского округа «Город Дзержинск» представлены на рисунках **Ошибка! Источник ссылки не найден..3-1.10.**

В зону ответственности филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» входит обеспечение тепловой энергией потребителей городского округа город Дзержинск, за исключением потребителей, расположенных на территории пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Пыра, Гавриловка, Желнино а также предприятий в производственных зонах города, подключенных к собственным котельным. Сведений о тепловых нагрузках котельной, находящейся в производственной зоне

города, предприятия «Кнауф Гипс Дзержинск» представлены в пункте 1.4 настоящей главы

Котельные, предназначенные для выработки тепловой энергии на территории АО «ГосНИИ «Кристалл» отсутствуют. Теплоснабжение осуществляется от теплосети ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова».

У АО «Дзержинскхлеб» имеется газовая котельная, используемая для технических нужд хлебопекарного производств. Отпуск тепла и ГВС сторонним организациям от котельной данной газовой котельной не производится

В зону ответственности ООО «Нижегородтеплогаз» входит обеспечение тепловой энергией потребителей городского округа «Город Дзержинск».

В зону ответственности МУП «ДзержинскЭнерго» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск», пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Желнино, пос. Пыра.

В зону ответственности АО «НОКК» входит обеспечение тепловой энергией части потребителей пос. Горбатовка. В зону ответственности ООО «Дзержинсктеплогаз» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск».

В зону эксплуатационной ответственности ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" входит обеспечение тепловой энергией потребителей санатория «Пушкино» в пос. Желнино.



Рисунок 1.5. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго» пос. Петряевка

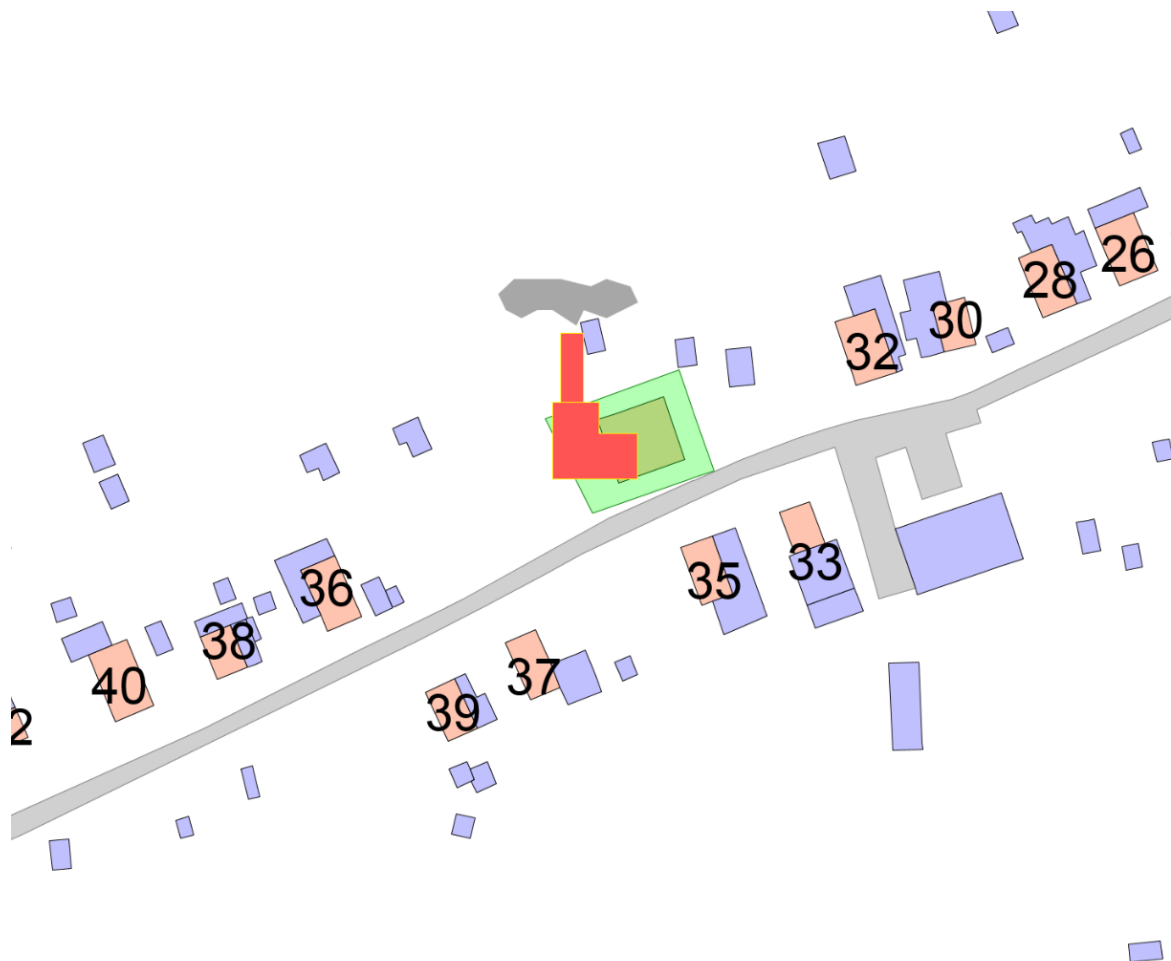


Рисунок 1.8. Зона действия котельной МУП «ДзержинскЭнерго» в пос. Гавриловка



Рисунок 1.9. Зоны действия котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" в пос. Желнино

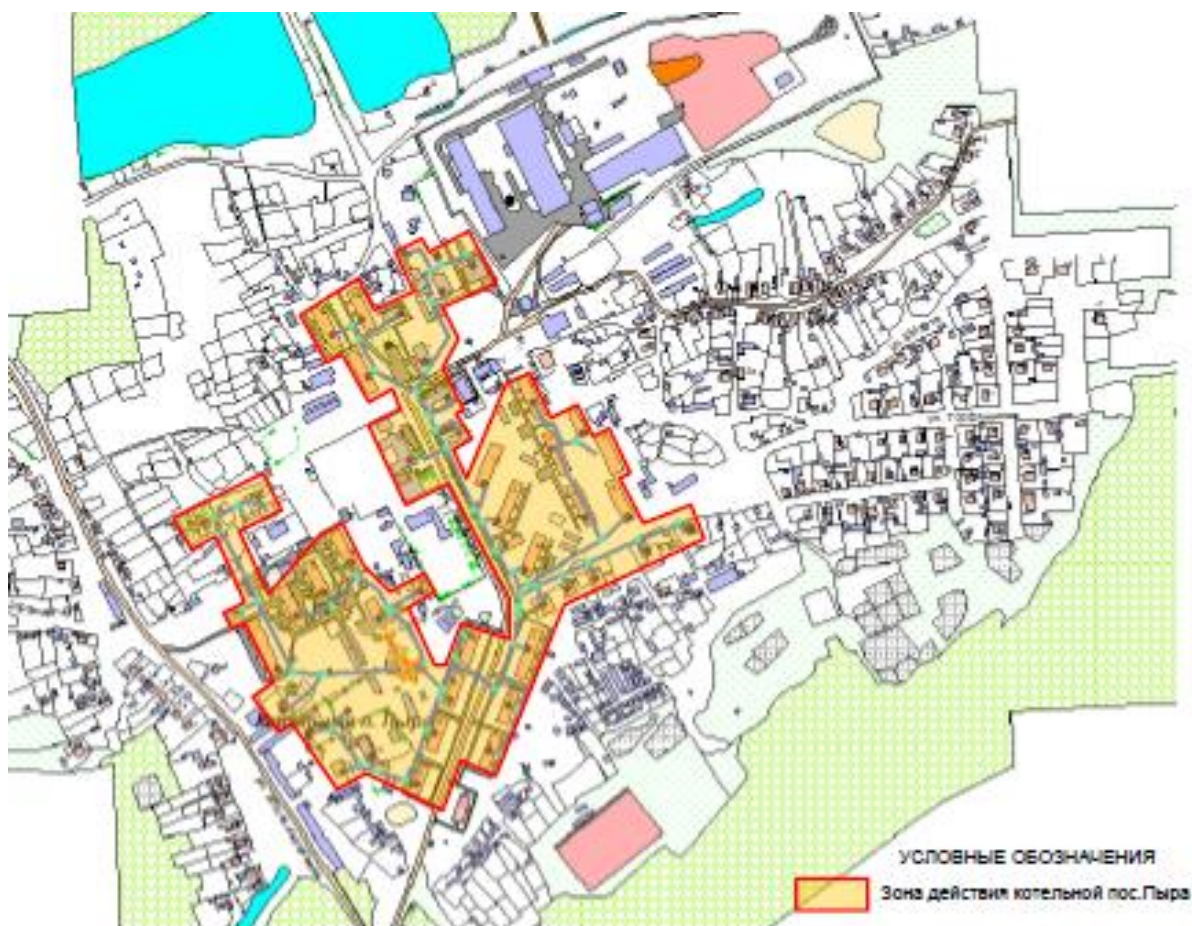


Рисунок 1.10. Зона действия котельной МУП «ДзержинскЭнерго» в пос. Пыра

1.3. Зона действия индивидуального теплоснабжения

Зоны индивидуального теплоснабжения включают индивидуальные жилые домовладения и прочие объекты малоэтажного строительства, расположенные за пределами зон центрального теплоснабжения и отапливаемые собственными источниками тепла, работающими на газообразном или твердом топливе.

Кроме того, в зоны индивидуального теплоснабжения включены многоквартирные жилые дома с собственными источниками теплоснабжения, например, с индивидуальными газовыми котлами в каждой квартире.

Зона действия индивидуальных источников тепловой энергии городского округа в пределах городской черты располагается в юго-западной части города и ограничивается с севера железнодорожной трассой от ст. Пушкино до Вокзала, с юга - улицами Пушкина, Бабушкина и Фрунзе.

Кроме того, в зону действия индивидуальных источников тепловой энергии входит усадебная застройка пригородных поселков Горбатовка, Гавриловка, Бабино, Дачное, Петряевка, Пыра, Строителей, Игумново и Желнино.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск» показаны на рисунке 1.11.

Населенные пункты: рабочий поселок Гавриловка; кордон Лесной; сельский поселок Игумново, сельский поселок Колодкино, сельский поселок Юрьевец, поселок Гнилицкие Дворики, поселок Лесная Поляна, поселок Северный, поселок Строителей не имеют централизованного теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение осуществляется от газовых котлов. Сведений о тепловых нагрузках индивидуального теплоснабжения потребителей в вышеперечисленных поселках не представлено.

Территории поселков, не имеющих централизованного теплоснабжения, представлены на рисунках 1.12–1.19.

В схеме теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» расширение текущих зон действия индивидуального теплоснабжения не предусматривается.

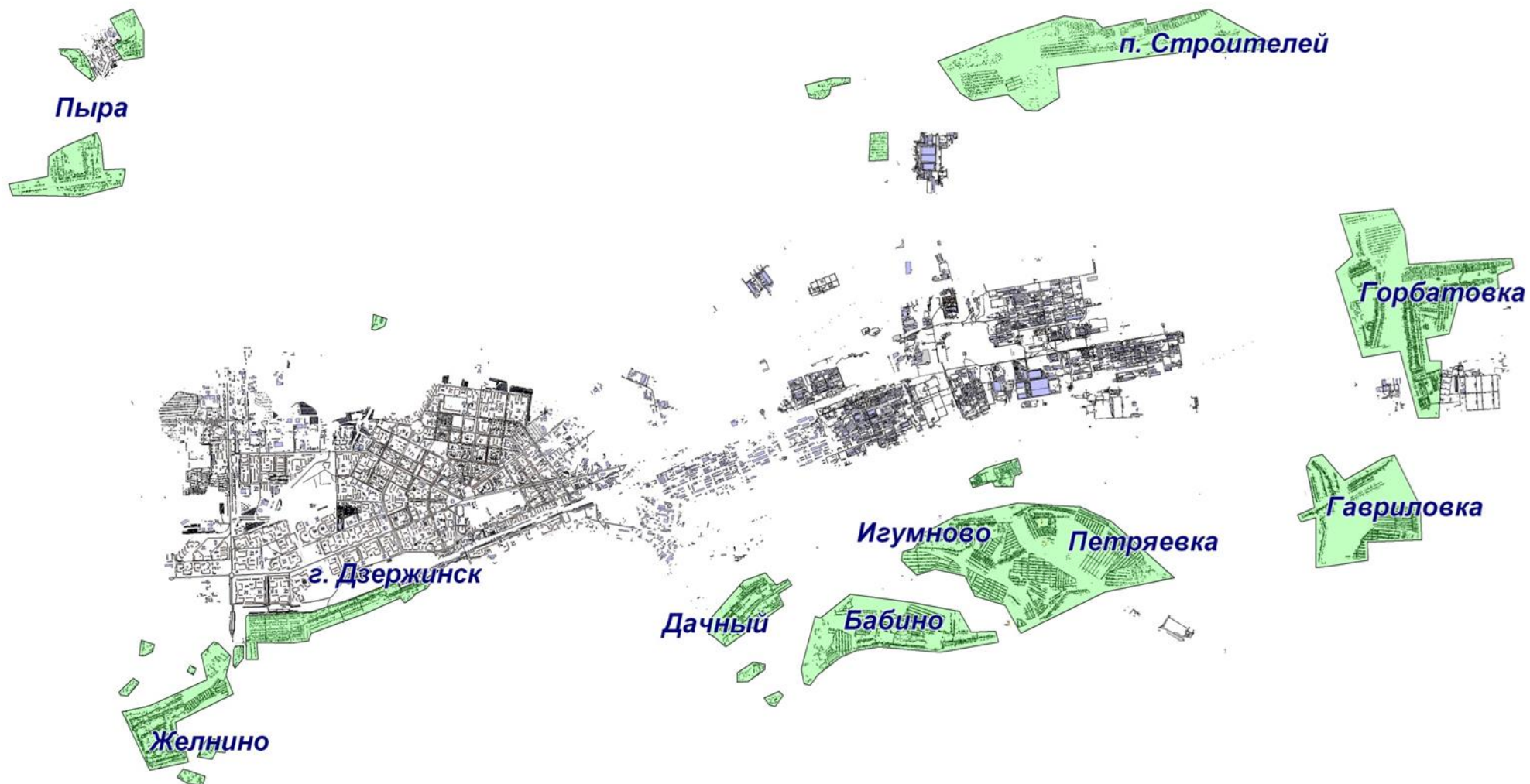


Рисунок 1.11. Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск»

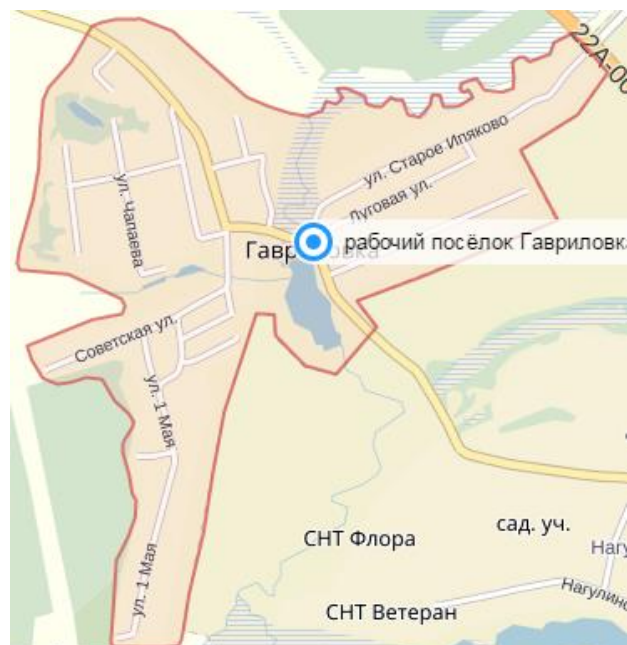


Рисунок 1. Зона действия индивидуального теплоснабжения пос. Гавриловка

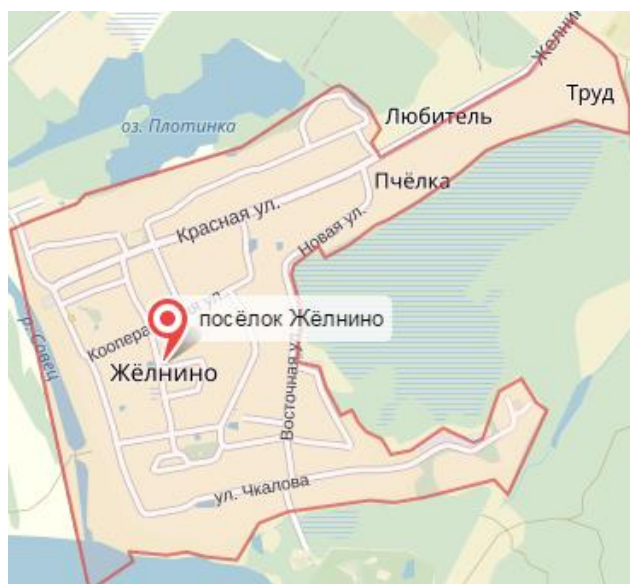


Рисунок 2. Зона действия индивидуального теплоснабжения пос. Желнино



Рисунок 3. Зона действия индивидуального теплоснабжения к. Лесной

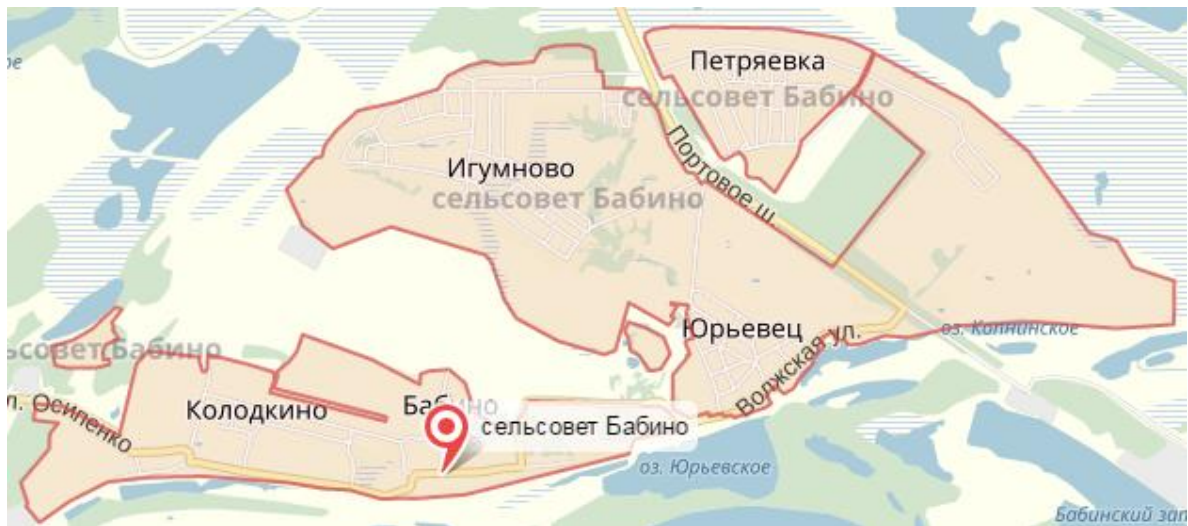


Рисунок 4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Бабинском сельсовете: пос. Игумново, пос. Колодкино, пос. Юрьевец

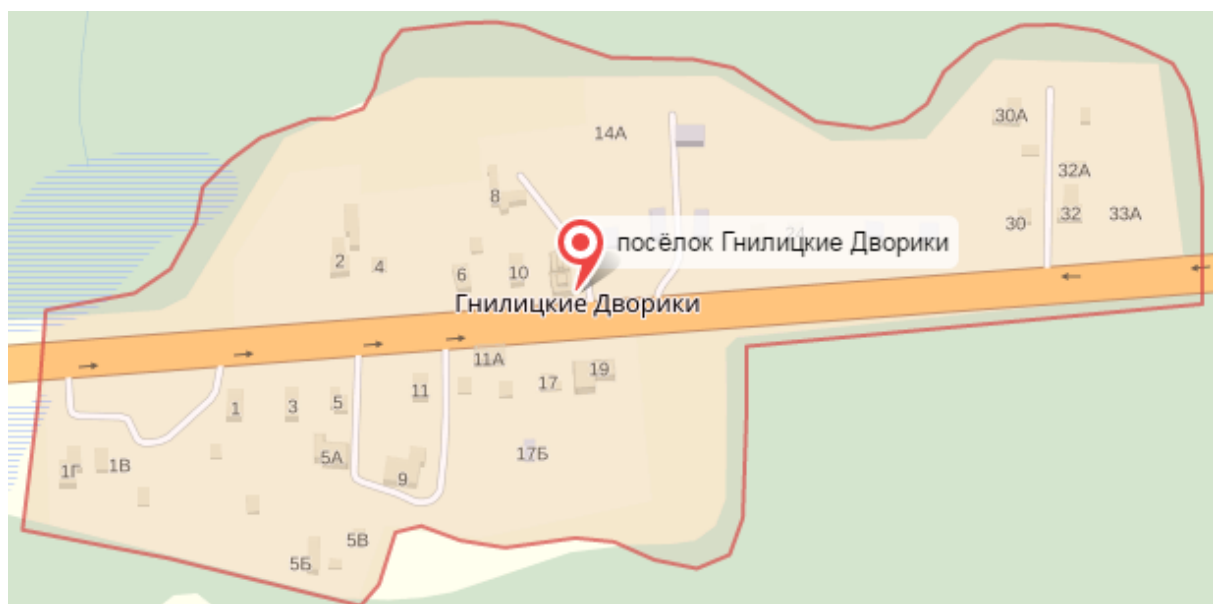


Рисунок 5. Зона действия индивидуального теплоснабжения пос. Гнилицкие Дворики

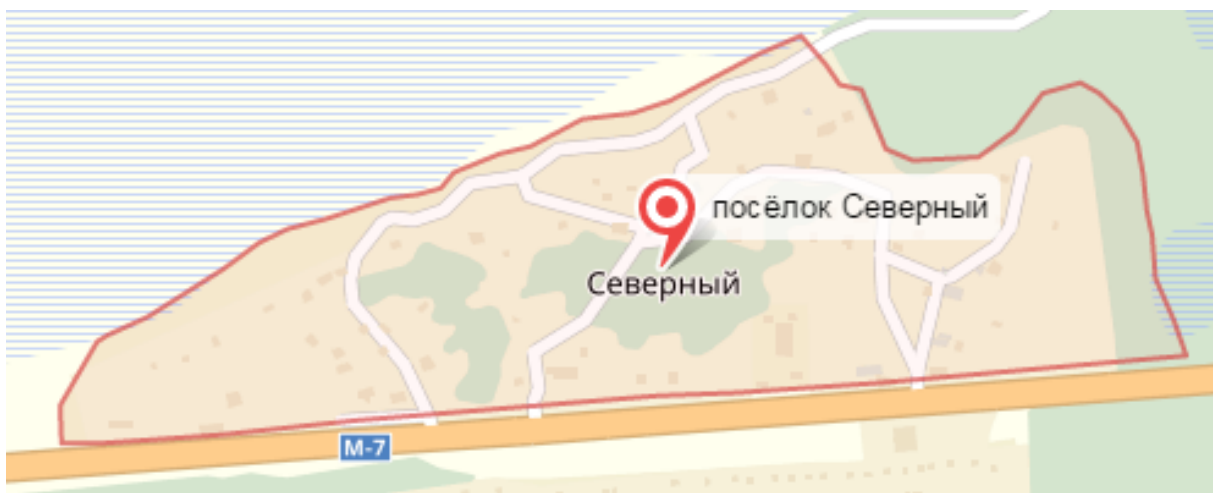


Рисунок 6. Зона действия индивидуального теплоснабжения пос. Северный

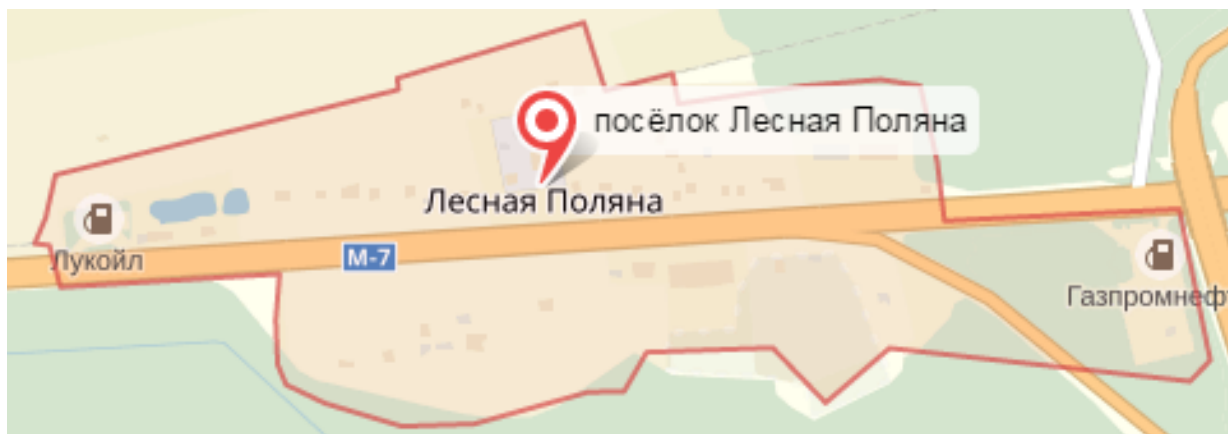


Рисунок 7. Зона действия индивидуального теплоснабжения
пос. Лесная Поляна

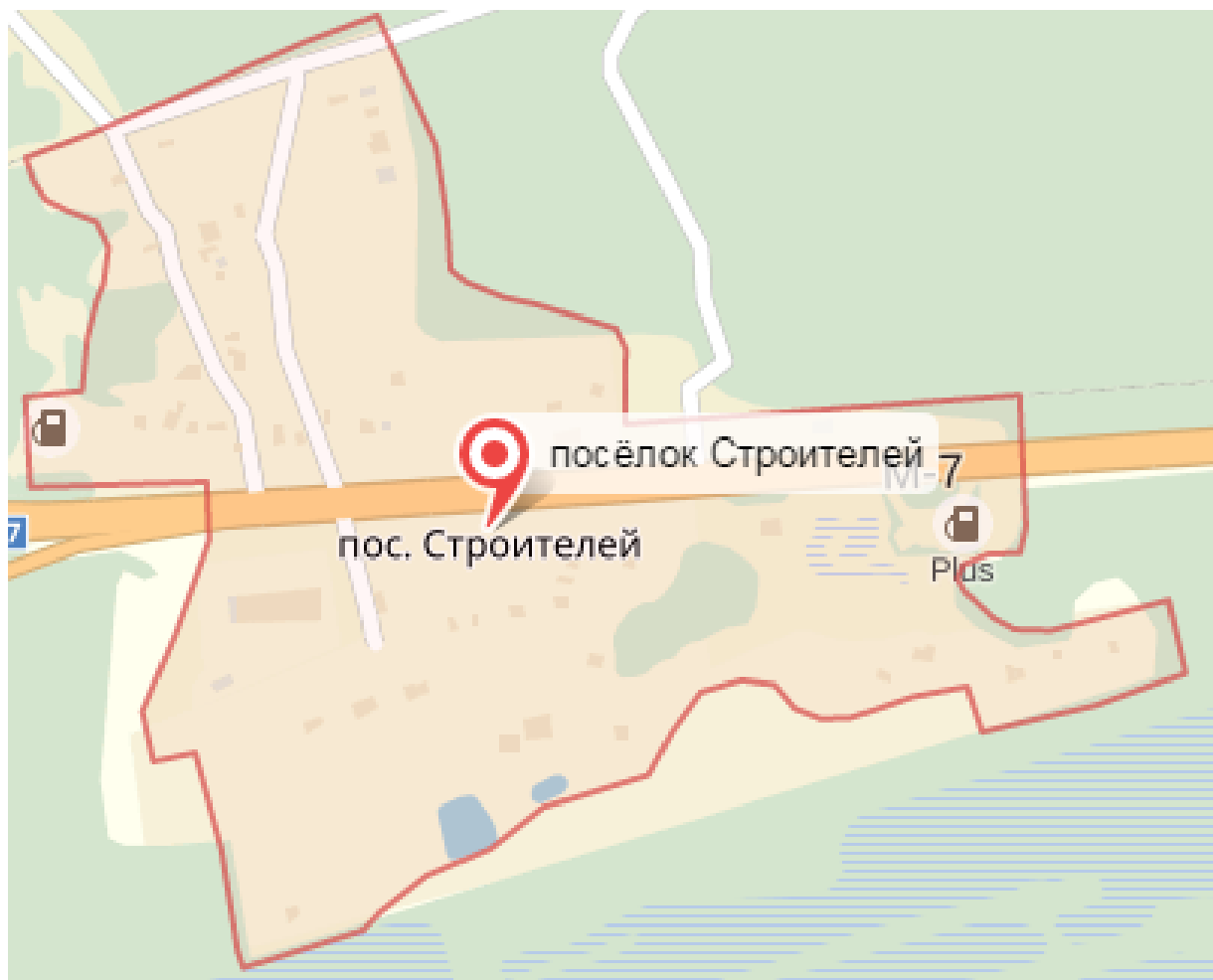


Рисунок 8. Зона действия индивидуального теплоснабжения
пос. Строителей

1.4. Договорные отношения ТСО и теплосетевые организации

До 2018 г. теплосетевой организацией, эксплуатирующей объекты городского округа город Дзержинск, являлось АО «Нижегородские коммунальные системы» (ОАО «НКС»).

В связи с заключением концессионного соглашения в отношении объектов тепло-снабжения и централизованной системы горячего водоснабжения в ГО «Город Дзержинск»

АО «НКС» прекратил, а филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Дзержинские тепловые сети) с 01.01.2018 г. приступил к эксплуатации ЦТП и тепловых сетей в ГО «Город Дзержинск».

На основании Постановления Главы Администрации города №4276 от 15.10.2018 г. ПАО «Т Плюс» исполняет функции Единой теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающими организациями в ГО «Город Дзержинск», отпускающими тепловую энергию, являются:

- ПАО «Т Плюс» – Дзержинская ТЭЦ (1 ед.);
- ООО «Нижегородтеплогаз» – котельные (43 ед.);
- МУП «ДзержинскЭнерго» – котельные (21 ед.);
- ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» – ТЭЦ, ТП (2 ед.);
- ООО «Дзержинсктеплогаз» – котельные (3 ед.);
- ГБУ санаторий Пушкино – котельная (1 ед.);
- АО «НОКК» – котельная (1 ед.).

ПАО «Т Плюс» по договорам покупает тепловую энергию у теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск»: ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «Дзержинск-Энерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова». Отпущенная с коллекторов источников теплоснабжения и приобретенная по договорам, тепловая энергия поступает в тепловые сети филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Дзержинские тепловые сети).

На базе ПАО «Т Плюс» существует центральная диспетчерская служба, которая осуществляет круглосуточный оперативно-диспетчерский контроль за соблюдением режимов и управление режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления в целях обеспечения потребителей тепловой энергией. Диспетчерская служба координирует и осуществляет оперативный контроль хода выполнения работ по своевременному и квалифицированному устранению аварийных ситуаций, последствий аварий и инцидентов на тепловых сетях. ООО «Нижегородтеплогаз» имеет независимую систему диспетчеризации автоматических котельных с диспетчерским пунктом в ГО «Город Дзержинск».

В настоящий момент система является вертикальноориентированной и построена по схеме SCADA («наверху») → OPC-сервер → контроллер («внизу»).

МУП «ДзержинскЭнерго» диспетчерской службы не имеет.

1.5. Изменения функциональной структуры организации теплоснабжения на базовый год актуализации схемы теплоснабжения

С момента последней актуализации изменений в функциональной структуре тепло-снабжения муниципального образования ГО «Город Дзержинск» не произошло.

Глава 1 Часть 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Основное оборудование Дзержинской ТЭЦ состоит из паросилового оборудования группы 130 кгс/см² и парогазовой установки. Основные характеристики Дзержинской ТЭЦ по тепловой и электрической мощности приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1. Установленная и располагаемая тепловая мощность Дзержинской ТЭЦ, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за 2019-2023 гг.

Год	Электрическая мощность, МВт		Тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	установленная	располагаемая
2019	565	565	1334	1157
2020	565	565	1334	1207
2021	565	565	1384	1207
2022	565	565	1418,4	1241,4
2023	565	565	1138,4	1138,4

На станции установлено следующее основное оборудование:

1. 7 паровых котлов:

- ТП-80 (ст. №№ 1),
- БКЗ-420-140ПГМ (ст. № 4, 5),
- БКЗ-420-140НГМ (ст. № 6, 7, 8);
- Паровой котел Е-75-3,9-400Г (ст. № 2)

2. 5 теплофикационных турбин:

- ПТ-65/75-130/13 (ст. № 1);
- ПТ-80/100-130/13 (ст. № 2);
- Т-30/45-1,45 (ст. № 4);
- Т-100/120-130 (ст. № 5);
- ПТ-135/165-130/15 (ст. № 6).

3. газотурбинная установка V94.2 Siemens (ст. № 3);

4. паровой котел-утилизатор П-91 (Пр-310-1,5-275).

Паровой котел ТП-80 оборудован двумя дутьевыми вентиляторами ВДН-25, двумя дымососами Д-21,5, двумя вентиляторами горячего дутья ВГДН-19Б и ВГД-15,5, трубчатым воздухоподогревателем. Паровой котел БКЗ-420-140ПГМ оборудован двумя дутьевыми вентиляторами ВДН-20П, двумя дымососами Д-21,5х2УГМ, двумя вентиляторами горячего дутья ВГДН-19Б и ВГДН-17, трубчатым воздухоподогревателем.

Паровой котел БКЗ-420-140НГМ оборудован двумя дутьевыми вентиляторами ВДН-24-2У, двумя дымососами ДН-26х2-0,62ГМ и ДА-20х2У, двумя вентиляторами горячего дутья ВГДН-17, регенеративным воздухоподогревателем.

Паровой котел Е-75-3,9-400Г был введен в 2021 г., и предназначен для отпуска острого пара промышленным потребителям.

Паровые котлы работают на природном газе, мазуте, а также смеси газа с мазутом, водогрейные – только на природном газе.

Водогрейные котлы ПТВМ оборудованы двадцатью дутьевыми вентиляторами Ц-13-50, насосом рециркуляции СЭ-800-100. Также в 2022 г. введен водогрейный котел Eurotherm-40-150 производительностью 34,4 Гкал/ч.

Для подачи питательной воды на паровые котлы установлены восемь питательных электронасосов: шесть ПЭ-500-180, два ПЭ-580-185. Схема технического водоснабжения – прямоточная с забором охлаждающей воды из реки Ока. Насосами с береговой насосной станции вода подается в конденсаторы турбин и на технологические нужды ТЭЦ.

Турбоагрегат ПТ-65/75-130/13 – реконструированный турбоагрегат ПТ-60-130/13 с заменой старого ЦВД на новый, представляющий собой одну из модификаций ЦВД турбины ПТ-80/100-130/13 с заглушенным перегрузочным и равнопроходными регулирующими клапанами, имеет два регулируемых отбора пара с давлением: производственный – 14 кгс/см², теплофикационный – 1,4 кгс/см². Регенеративная установка турбоагрегата состоит из трёх ПВД, четырех ПНД и деаэратора 6 кгс/см². Турбоагрегат снабжен двухходовым конденсатором 50-КЦС с поверхностью охлаждения 3 000 м².

Турбоагрегат ПТ-80/100-130/13 имеет три регулируемых отбора пара: производственный – с давлением 13 кгс/см² и два теплофикационных (верхний и нижний), пределы регулирования которых 0,7-2,5 кгс/см² – в верхнем, 0,5-1,0 кгс/см² – в нижнем отборе.

Турбоагрегат Т-100/120-130 имеет два регулируемых отбора пара (верхний и нижний), пределы регулирования которых 0,6-2,5 кгс/см² – в верхнем, 0,5 – 2,0 кгс/см² в нижнем отборе.

Турбоагрегат ПТ-135/165-130/15 имеет три регулируемых отбора пара: производственный – с давлением 15 кгс/см² и два теплофикационных (верхний и нижний), пределы регулирования которых 0,6-2,5 кгс/см² – в верхнем, 0,3–1,0 кгс/см² в нижнем отборе.

В настоящее время встроенные пучки турбин ПТ-80/100-130/13, Т-100/120-130, ПТ-135/165-130/15 для подогрева сетевой воды не используются, через них прокачивается циркуляционная вода.

В состав парогазового энергоблока ПГУ-180 Дзержинской ТЭЦ входят:

- газотурбинная установка V94.2 Siemens,
- паровой котел-утилизатор П-91 (Пр-310-1,5-275),
- паровая турбина Т-30/45-1,45.

Состав установленного основного оборудования Дзержинской ТЭЦ приведен в таблицах 1.2.2–1.2.5.

Таблица 1.2.2. Состав котельного оборудования по состоянию на начало 2025 г. Дзержинской ТЭЦ

Марка котла	Ст. №	Завод-изготовитель	Год ввода	Производительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
						давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТП-80	1	ТКЗ	1961	420	250	140	550	мазут	газ
Е-75-3,9-400Г	2	Белэнергомаш-БЗЭМ	2021	75	50	39	400	газ	-
П-91	3	ЗиО-Подольск	2006	310	200	15	275	мазут	газ
БКЗ-140-420ПГМ	4	БКЗ	1974	420	250	140	550	мазут	газ
БКЗ-140-420ПГМ	5	БКЗ	1977	420	250	140	550	мазут	газ
БКЗ-140-420НГМ	6	БКЗ	1980	420	250	140	540	мазут	газ
БКЗ-140-420НГМ	7	БКЗ	1982	420	250	140	540	мазут	газ
БКЗ-140-420НГМ	8	БКЗ	1988	420	250	140	550	мазут	газ
ИТОГО			-	2 905	1 750	-	-	-	-

Таблица 1.2.3. Состав турбинного оборудования по состоянию на начало 2025 г. Дзержинской ТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/ч	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-65/75-130/13	1	ЛМЗ	1961	60	139	55	84	130	545
ПТ-80/100-130/13	2	ЛМЗ	1993	80	182	68	114	130	545
Т-30/45-1,45	4	УТЗ	2006	30	125	125	-	14,5	275
Т-100/120-130-3	5	УТЗ	1977	110	175	175	-	130	545
ПТ-135/165-130/15	6	УТЗ	1984	135	308	110	198	130	545
Итого:				415	929	533	396	-	-

Таблица 1.2.4. Состав водогрейных котлов по состоянию на начало 2025 г. Дзержинской ТЭЦ

Марка котла	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, на входе в КА, °С	Номинальная температура теплоносителя, на выходе из КА, °С,	Вид сжигаемого топлива	
							основное	резервное
ПТВМ-180	2	Выведен из эксплуатации 25.03.2024						
ПТВМ-180	4	Выведен из эксплуатации 10.02.2023						
Eurotherm-40-150	9	ООО "Поликрафт"	2022	34,4			Газ	Газ
ИТОГО	1 шт.		-	34,4	-	-	-	-

Таблица 1.2.5. Технические характеристики газовой турбины по состоянию на начало 2025 г. Дзержинской ТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Электрическая мощность, МВт	Температура газового потока	
				перед КС, °С	за КС, °С
3	Siemens V 94.2	Siemens	150	1 125	1 060

Таблица 1.2.6. Технические характеристики РОУ по состоянию на начало 2025 г. Дзержинской ТЭЦ

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
РОУ 140/16	150	2017	Хор.
БРОУ 140/15	150	1987	Удовлетворительное
РОУ 140/40 №1	60	1980	Удовлетворительное
РОУ 140/40 №2	60	1980	Удовлетворительное
РОУ 140/40 №3	60	1980	Удовлетворительное
Итого	480		

2.2. Параметры установленной тепловой мощности источников ТЭ

2.2.1. Новогорьковская ТЭЦ

На начало 2025 г. установленная тепловая мощность Дзержинской ТЭЦ составляет 1138,4 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность – 1138,4 Гкал/ч.

Теплофикационная установка ТЭЦ состоит из следующего оборудования:

1. Теплофикационная установка турбины ПТ-65/75-130/13 (ст. № 1):
3 сетевых подогревателя (бойлера) – 2 основных БО-350, 1 пиковый БП-300-2М,
4 сетевых насоса – 2 насоса 1-го подъема СЭ-1250-70-II, 2 насоса 2-го подъема – СЭ-1250-140-II,
2 конденсатных насоса 8КСД-5х3;
2. Теплофикационная установка турбины ПТ-80/100-130/13 (ст. № 2):
2 сетевых подогревателя (верхний и нижний) ПСГ-1300-3-8-II,
6 сетевых насосов – 3 насоса 1-го подъема СЭ-1250-70-II, 3 насоса 2-го подъема – СЭ-2500-140-II,
3 конденсатных насоса КСВ-125-140;
3. Теплофикационная установка турбины Т-30/45-1,45 (ст. № 4):
1 сетевой подогреватель ПСГ-2300-3-8-II,
4 сетевых насоса – 2 насоса 1-го подъема СЭ-2500-60-II, 2 насоса 2-го подъема – СЭ-2500-180,
2 конденсатных насоса КСВ-320-85;
4. Теплофикационная установка турбины Т-100/120-130 (ст. № 5):
2 сетевых подогревателя (верхний ПСГ-2300-2-8 и нижний ПСГ-2300-3-8-II),
6 сетевых насосов - 3 насоса 1-го подъема Д-2500-45, 3 насоса 2-го подъема СЭ-2500-180,
3 конденсатных насоса КСВ-320-160-2;
5. Теплофикационная установка турбины ПТ-135/165-130/15 (ст. № 6):
2 сетевых подогревателя (верхний и нижний ПСГ-1300-3-8-I),
6 сетевых насосов - 3 насоса 1-го подъема СЭ-1250-70-II, 3 насоса 2-го подъема – СЭ-2500-140-II,
5 конденсатных насосов КСВ-125-140;
3 насоса подпитки теплосети – 2 насоса Д-315/50, 1 насос – 1Д315/51;
2 водогрейных котлов ПТВМ-180 (ст. №№ 2, 4);
парового котла Е-75-3,9-400Г;
редукционно-охладительных установок;
подогревателей исходной воды.

Теплофикационное оборудование Дзержинской ТЭЦ работает по двум подающим трубопроводам $\varnothing 800$ мм и двум обратным трубопроводам $\varnothing 800$ мм. На трубопроводах установлен прибор учета отпускаемой тепловой энергии.

Состав и состояние оборудования ТФУ Дзержинской ТЭЦ в 2022 году и параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования приведены в таблицах 1.2.7 и 1.2.8. Технические характеристики сетевых насосов теплофикационных установок приведены в таблице 1.2.9.

Таблица 1.2.7. Характеристики теплообменников теплофикационной установки Дзержинской ТЭЦ за 2024 год.

№ п/п	Станционное обозначение	Тип теплофикационной установки	Номинальный расход сетевой воды, т/ч.	Температура сетевой воды на входе °С	Температура сетевой воды на выходе °С	Расчетное давление сетевой воды в трубном пучке, кг/см ²	Расчетное давление греющего пара в корпусе, кг/см ²	Площадь поверхности нагрева, м2	Тепловая мощность, Гкал/ч
1	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 (ст. № 1)								
1.1	БО-350М	Бойлер основной	1 100	70	116	14	2	350	42
1.2	БО-350М		1 100	70	116	14	2	350	42
1.3	БП-300-2М	Бойлер пиковый	900	110	150	14	13	300	36
	Итого								120
2	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 (ст. № 2)								
2.1	ПСГ-1300-3-8-I	Подогреватель сетевой горизонтальный	2 300	70	120	8	3	1 300	55
2.2	ПСГ-1300-3-8-II		2 300	70	120	8	3	1 300	55
	Итого								110
3	Теплофикационная установка турбоагрегата Т-30/45-1,45 (ст. № 4)								
3.1	ПСГ-2300-3-8-II	Подогреватель сетевой горизонтальный	3 500	70	120	8	3	2 300	87,5
4	Теплофикационная установка турбоагрегата Т-100/120-130 (ст. № 5)								
4.1	ПСГ-2300-2-8-I	Подогреватель сетевой горизонтальный	3 500	70	115	8	2	2 300	87,5
4.2	ПСГ-2300-2-8-II		3 500	70	120	8	3	2 300	87,5
	Итого								175
5	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 (ст. № 6)								
5.1	ПСГ-1300-3-8-I	Подогреватель сетевой горизонтальный	2 300	70	120	8	3	1 300	55
5.2	ПСГ-1300-3-8-I		2 300	70	120	8	3	1 300	55

Таблица 1.2.8. Состав и состояние теплообменников теплофикационной установки Дзержинской ТЭЦ за 2024 год

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в экспл.	Состояние
1	ОБ-1 ТГ-1	БО-350М	Саратовский ЗТМ	1961	удовл
2	ОБ-2 ТГ-1	БО-350М	Саратовский ЗТМ	1961	удовл
3	ПБ ТГ-1	БП-300-2М	Саратовский ЗТМ	1961	удовл
4	ПСГ-1 ТГ-2	ПСГ-1300-3-8-I	Сызранский ЗТМ	1993	удовл.
5	ПСГ-2 ТГ-2	ПСГ-1300-3-8-II	Сызранский ЗТМ	1993	удовл.
6	ПСГ ТГ-4	ПСГ-2300-3-8-II	ПО «ТМЗ», г. Свердловск	2006	хор
7	ПСГ-1 ТГ-5	ПСГ-2300-3-8-I	ПО «ТМЗ», г. Свердловск	1977	удовл
8	ПСГ-2 ТГ-5	ПСГ-2300-3-8-II	ПО «ТМЗ», г. Свердловск	1977	удовл
9	ПСГ-1 ТГ-6	ПСГ-1300-3-8-I	ПО «ТМЗ», г. Свердловск	1984	удовл
10	ПСГ-2 ТГ-6	ПСГ-1300-3-8-II	ПО «ТМЗ», г. Свердловск	1984	удовл

Таблица 1.2.9. Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Дзержинской ТЭЦ за 2024 год

№ п/п	Наименование	Тип	Производительность, м³/час / напор м. в. ст.	Характеристика электродвигателей		
	оборудования	оборудования		Тип двигателя	Число оборотов, об/мин	Мощность элек- тродвигателя, кВт
1	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 (ст. № 1)					
1.1	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
1.2	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
1.3	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	800
1.4	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	800
1.5	Конденсатный насос сетевого подогревателя	8КСД-5х3	119 / 125	-	1 500	100
1.6	Конденсатный насос сетевого подогревателя	8КСД-5х3	119 / 125	-	1 500	100
1.7	Конденсатный насос пикового бойлера	8КСД-5х3	119 / 125		1 500	100
2	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 (ст. № 2)					
2.1	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315

2.2	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
2.3	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
2.4	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	630
2.5	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	630
2.6	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	630
2.7	Конденсатный насос сетевых подогревателей ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	75
2.8	Конденсатный насос сетевых подогревателей ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	75
2.9	Конденсатный насос сетевых подогревателей ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	75
3	Теплофикационная установка турбоагрегата Т-30/45-1,45 (ст. № 4)					
3.1	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-2500-60-II	2 500 / 60	-	1 500	500
3.2	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-2500-60-II	2 500 / 60	-	1 500	500
3.3	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-2500-180	2 500 / 180	-	1 500	1 600
3.4	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-2500-180	2 500 / 180	-	1 500	1 600
3.5	Конденсатный насос сетевого подогревателя	КСВ-320-85	320 / 85	-	1 500	132
3.6	Конденсатный насос сетевого подогревателя	КСВ-320-85	320 / 85	-	1 500	132
4	Теплофикационная установка турбоагрегата Т-100/120-130 (ст. № 5)					
4.1	Сетевой насос 1-го подъема	Д-2500-45	2 700 / 39	-	1 500	400
4.2	Сетевой насос 1-го подъема	Д-2500-45	2 700 / 39	-	1 500	400
4.3	Сетевой насос 1-го подъема	Д-2500-45	2 700 / 39	-	1 500	400
4.4	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-2500-180	2 500 / 180	-	1 500	1 600
4.5	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-2500-180	2 500 / 180	-	1 500	1 600
4.6	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-2500-180	2 500 / 180	-	1 500	1 600
4.7	Конденсатный насос ПСГ-1, 2	КСВ-320-160-2	320 / 160	-	1 500	250
4.8	Конденсатный насос с ПСГ-1, 2	КСВ-320-160-2	320 / 160	-	1 500	250
4.9	Конденсатный насос ПСГ-1, 2	КСВ-320-160-2	320 / 160	-	1 500	250
5	Теплофикационная установка турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 (ст. № 6)					
5.1	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
5.2	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315

5.3	Сетевой насос 1-го подъема	СЭ-1250-70-II	1 250 / 70	-	1 500	315
5.4	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	1 380
5.5	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	1 380
5.6	Сетевой насос 2-го подъема	СЭ-1250-140-II	1 250 / 140	-	1 500	1 380
5.7	Конденсатный насос сетевых ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	90
5.8	Конденсатный насос сетевых ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	90
5.9	Конденсатный насос сетевых ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	90
5.10	Конденсатный насос сетевых ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	90
5.11	Конденсатный насос сетевых ПСГ-1, 2	КСВ-125-140	125 / 140	-	1 500	90
6	Общестанционные механизмы теплофикационной установки					
6.1	Насос подпитки теплосети	Д-315/50	320 / 50	-	1 500	55
6.2	Насос подпитки теплосети	Д-315/50	320 / 50	-	1 500	55
6.3	Насос подпитки теплосети	1Д-315/51	315 / 51	-	1 500	75
6.4	Насос аварийной подпитки теп- лосети	-	-	-	1 500	160

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой мощности

Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные, пиковые подогреватели сетевой воды

В теплофикационной установке турбоагрегата ст. № 4 Т-30/45-1,45 установлен один подогреватель сетевой воды, тепловая мощность которого 87,5 Гкал/ч. Тепловая мощность теплофикационного отбора турбоагрегата ст. № 4 Т-30/45-1,45 составляет 125 Гкал/ч.

По состоянию на 01.01.2025 г. конденсационные пучки конденсаторов паровых турбин не используются, через них прокачивается охлаждающая циркуляционная вода.

Ограничения на тепловую мощность основных, пиковых подогревателей сетевой воды, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя

Ограничение (уменьшение) тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ в соответствии с письмом Горэнерго № 13/8-Д от 26.02.1980 г. по водогрейным котлам ПТВМ-180 составляют **140 Гкал/ч**. Однако,

Ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива

В процессе разработки и актуализации схемы теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск» на период 2024 – 2035 гг. ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива, не обнаружены.

Располагаемая тепловая мощность оборудования Дзержинской ТЭЦ

Установленная и располагаемая мощности ТЭЦ с апреля 2024г. равны и составляют **1138,4 Гкал/ч**.

Ретроспективные показатели установленной, располагаемой, располагаемой тепловой мощности «нетто», ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды Дзержинской ТЭЦ в период 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 1.2.10.

Таблица 1.2.10. Показатели работы Дзержинской ТЭЦ с разбивкой по годам

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление теп. мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2019	929	405	1334	177	1157	9	1148
2020	929	455	1384	177	1207	9	1198
2021	929	455	1384	177	1207	9	1198
2022	929	489,4	1418,4	177	1241,4	9	1232,4
2023	929	209,4	1138,4	0	1138,4	9	1129,4

В период 2019–2024 гг. по данным статистической отчетности среднегодовые собственные тепловые нужды Дзержинской ТЭЦ составляли 9–12 Гкал/ч.

Установленная и располагаемая тепловая мощность и ограничения тепловой мощности по группам оборудования Дзержинской ТЭЦ приведена в таблице 1.2.11.

Таблица 1.2.11. Показатели тепловой мощности по группам оборудования Дзержинской ТЭЦ за 2024 г.

Ст. №	Наименование оборудования	Ед. изм.	Тепловая мощность на начало 2025 г. Гкал/ч
Энергетические котлы (тепловая мощность), Гкал/ч			
1	ТП-80	Гкал/ч	250
4	БКЗ-140-420ПГМ	Гкал/ч	250
5	БКЗ-140-420ПГМ	Гкал/ч	250
6	БКЗ-140-420НГМ	Гкал/ч	250
7	БКЗ-140-420НГМ	Гкал/ч	250
8	БКЗ-140-420НГМ	Гкал/ч	250
Турбоагрегаты (состав и тепловая мощность оборудования)			
1	ПТ-65/75-130/13	Гкал/ч	139
2	ПТ-80/100- 130/13П-отбор	Гкал/ч	182
5	Т-100/120-130-3	Гкал/ч	175
6	ПТ-135/165- 130/15	Гкал/ч	308
Тепловая мощность оборуд. гр.130		Установленная	Гкал/ч 804
		Располагаемая	Гкал/ч 804
ПГУ-180 (тепловая мощность оборудования)			
4	Т-30/45-1,45	Гкал/ч	125
Тепловая мощность ПГУ-180		Установленная	Гкал/ч 125
		Располагаемая	Гкал/ч 87,5
Тепловая мощность оборуд. гр.130		Установленная	Гкал/ч 929
		Располагаемая	Гкал/ч 892

Тепловая РОУ 140/40 (№1-3)		Гкал/ч	125	
Тепловая мощность котла Е-75-3,9-400Г		Гкал/ч	50	
Итого тепловая мощность оборудования ТЭЦ без ПВК		Установленная	Гкал/ч	1 104
		Располагаемая	Гкал/ч	1 057
Пиковые водогрейные котлы (состав и тепловая мощность оборудования)				
2	ПТВМ-180		Гкал/ч	140
4	ПТВМ-180		Гкал/ч	140
9	Eurotherm-40-150		Гкал/ч	34,4
Тепловая мощность ПВК		Установленная	Гкал/ч	314,4
		Располагаемая	Гкал/ч	137,4
Тепловая мощность станции		Установленная	Гкал/ч	1138,4
		Располагаемая	Гкал/ч	1138,4

Ограничения тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов.

2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Дзержинской ТЭЦ, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по состоянию на начало 2024 г. приведены в таблице 1.2.12.

Таблица 1.2.12. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Дзержинской ТЭЦ на начало 2025 года.

Ст. №	Тип котло-агрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Наработка на начало 01.01.24, час.	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Ожидаемый год истечения ресурса
1	ТП-80	1961	250	373 718	-	2	2024
2	Е-75-3,9-400Г	2020	350,4	25 040	-	-	2060
3	П-91	2006	350,4	122 189	-	-	2045
4	БКЗ-140-420ПГМ	1974	300	211 635	-	2	2024
5	БКЗ-140-420ПГМ	1977	300	226 267	-	2	2026
6	БКЗ-140-420НГМ	1980	300	223 880	-	1	2024
7	БКЗ-140-420НГМ	1982	300	206 387	-	1	2027
8	БКЗ-140-420НГМ	1988	300	185 737	-	-	2028
2	ПТВМ-180	1970	175,2	21 954	-	7	2024
4	ПТВМ-180	1983	175,2	27 439	-	8	2023

9	Eurotherm-40-150	2022		2319			
---	------------------	------	--	------	--	--	--

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Дзержинской ТЭЦ, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по состоянию на начало 2025 г., приведены в таблице 1.2.13.

Таблица 1.2.13. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Дзержинской ТЭЦ на начало 2025 года.

Ст.№	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Наработка на начало 01.01.23, час.	Нормативное количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Ожидаемый год исчерпания ресурса
1	ПТ-65/75-130/13	1961	220	203 359	900	-		2028
2	ПТ-80/100-130/13	1993	220	170 641	900	-		2034
3	Siemens V 94.2	2006	100	122 189	900	195 031	1	2032
4	T-30/45-1,45	2006	394,2	130 805	900	-		2046
5	T-100/120-130-3	1977	220	281 087	600	305 559	2	2028
6	ПТ-135/165-130/15	1984	220	213 967	600	-		2028

2.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок Новогорьковской ТЭЦ

Схема выдачи тепловой мощности от Дзержинской ТЭЦ представлена на рисунке.

Структура теплофикационных установок:

1. Источником пара для сетевых подогревателей и бойлеров:

- теплофикационная установка турбины ПТ-65/75-130/13 (ст. № 1):

- для основных бойлеров – теплофикационный отбор турбины с давлением 1,2 кгс/см²,

- пиковых бойлеров – производственный отбор турбины с давлением 13 кгс/см², а также возможна подача пара из коллектора собственных нужд 13 кгс/см²;

- теплофикационная установка турбины ПТ-80/100-130/13 (ст. № 2):

- для двух сетевых подогревателей (верхнего и нижнего) - двухступенчатый теплофикационный отбор турбины с давлениями 2,5 и 1,2 кгс/см²;

- теплофикационная установка турбины Т-30/45-1,45 (ст. № 4):

- для сетевого подогревателя - теплофикационный отбор турбины с давлением 1,2 кгс/см²;

- теплофикационная установка турбины Т-100/120-130 (ст. № 5):

- для двух сетевых подогревателей (верхнего и нижнего) – двухступенчатый теплофикационный отбор турбины с давлениями 2,5 и 1,2 кгс/см²;

- теплофикационная установка турбины ПТ-135/165-130/15 (ст. № 6):

- для двух сетевых подогревателей (верхнего и нижнего) – двухступенчатый теплофикационный отбор турбины с давлениями 2,5 и 1,2 кгс/см².

Суммарная установленная тепловая мощность сетевых подогревателей теплофикационной установки Дзержинской ТЭЦ составляет 533 Гкал/ч.

Соотношение установленной тепловой мощности сетевых подогревателей и Дзержинской ТЭЦ приведено в таблице 1.

Таблица 1. Показатели установленной тепловой мощности теплофикационных установок турбоагрегатов Дзержинской ТЭЦ.

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 1 ПТ-65/75-130/13	
2	Подогреватели теплофикационной установки:	
3	Основные бойлеры:	
4	БО-1 (БО-350М)	42
5	БО-2 (БО-350М)	42
6	Суммарная установленная мощность основных бойлеров	84
7	Пиковый бойлер	
8	БП-300-2М	36
9	Источники тепловой энергии для основных бойлеров:	
10	теплофикационный отбор турбины	55
11	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей:	
12	основные бойлеры	29
13	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 2 ПТ-80/100-130/13	
14	Подогреватели сетевой воды:	
15	ПСГ-1 (ПСГ-1300-3-8-I)	55
16	ПСГ-2 (ПСГ-1300-3-8-II)	55
17	Суммарная установленная мощность подогревателей	110

18	Источники тепловой энергии:	
19	теплофикационный отбор турбины	110
20	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	0
21	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 4 Т-30/45-1,45	
22	Подогреватели сетевой воды:	
23	ПСГ-1 (ПСГ-2300-3-8-II)	88
24	Суммарная установленная мощность подогревателей	88
25	Источники тепловой энергии:	
26	теплофикационный отбор турбины	125
27	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности	-37,5
28	подогревателей	
29	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 5 Т-100/120-130	
30	Подогреватели сетевой воды:	
31	ПСГ-2300-2-8-I	87,5
32	ПСГ-2300-2-8-II	87,5
33	Суммарная установленная мощность подогревателей	175
34	Источники тепловой энергии:	
35	теплофикационный отбор турбины	175
36	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности	0
37	подогревателей	
38	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 6 ПТ-135/165-130/15	
39	Подогреватели сетевой воды:	
40	ПСГ-1300-3-8-I	55
41	ПСГ-1300-3-8-I	55
42	Суммарная установленная мощность подогревателей	110
43	Источники тепловой энергии:	
44	теплофикационный отбор турбины	110
45	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	0

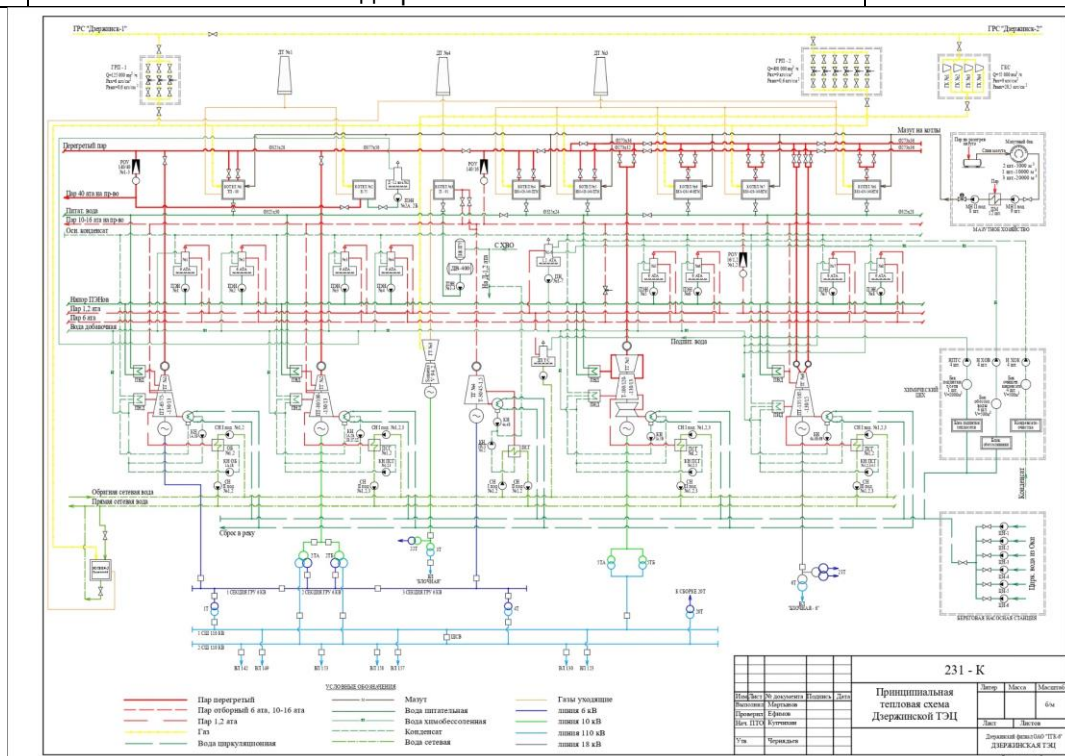


Рисунок 20. Схема выдачи тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ

1.1.1. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Дзержинской ТЭЦ с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Дзержинская ТЭЦ отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-бытовых и других зданий и сооружений ГО «Город Дзержинск», а также на нужды промышленных предприятий. Для системы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» отпуск тепловой энергии принят по режиму центрального качественного регулирования путем изменения температуры сетевой воды в диапазоне температур наружного воздуха от +8 °С до -27 °С график – 140/70 °С со срезкой на 110°С. Расчетная температура наружного воздуха для отопления -27 °С. Расчетная температура воздуха внутри помещений +22 °С. Условия регулирования отпуска тепла водяными тепловыми сетями задаются графиком. Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть ± 3 %;
- значение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5 %.

Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется. Первоначальный график для Дзержинской ТЭЦ, определенный проектом – 150/70 °С. В соответствии с СП 131.13330.2020 не допускается применение для тепловых сетей графиков регулирования отпуска теплоты «со срезкой» по температурам. Для повышения качества теплоснабжения от Дзержинской ТЭЦ необходим поэтапный подъем температуры срезки графика с его конечным приближением к расчетным параметрам 150/70 °С. Утвержденный схемой теплоснабжения график 140/70 °С со срезкой на 110 °С является оптимальным по следующим причинам:

- Экономия топлива на отпуск тепловой и электрической энергии на ТЭЦ;
- Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- Оптимальные режимы работы погодозависимой автоматики;

Не приводит к ограничениям пропускной способности трубопроводов при подключении новых потребителей. Подробное обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха приведено в подразделе 3.6.5. «Анализ обоснованности графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети» этой Главы 1.

1.1.2. Среднегодовая загрузка оборудования Дзержинской ТЭЦ

Основные показатели по загрузке оборудования Дзержинской ТЭЦ за 2018 – 2022 гг. приведены в таблице 2. В среднем за отчетный период турбоагрегаты группы оборудования 130 кгс/см² загружались примерно в равной степени.

Таблица 2. Основные показатели по загрузке оборудования Дзержинской ТЭЦ за 2018 – 2022 гг

Наименование показателя	Значение показателя				
	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электроэнергии, млн.	1 580,29	1 626,11	1 629,47	1 590,12	1 524,76

кВт·ч					
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	1 453,62	1 517,12	1 524,26	1 492,96	1 407,98
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	1 176,65	1 131,63	1 217,61	1 128,93	1 093,35
Расход ТЭ на хозяйственные нужды, тыс. Гкал	18,997	19,593	19,593	12,708	13,793
Полезный отпуск ТЭ с коллекторов, тыс. Гкал	1 157,66	1 112,04	1 198,01	1 116,22	1 079,56

Коэффициенты использования установленной электрической и тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ за 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 3, а средневзвешенное число часов использования установленной электрической энергии и тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ за 2019 – 2023 гг. – в таблице 4.

Таблица 3. КИУЭиТМ Дзержинской ТЭЦ с разбивкой по годам

Наименование показателя	Значение показателя, %				
	2019	2020	2021	2022	2023
Коэффициенты использования установленной электрической мощности	31,9	32,8	34,7	32,1	30,8
Коэффициенты использования установленной тепловой мощности	12,4	11,5	10,7	10,9	10,6

Таблица 4. Средневзвешенное число использования установленной электрической/тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ с разбивкой по годам

Наименование показателя	Значение показателя				
	2019	2020	2021	2022	2023
Средневзвешенное число использования установленной электрической мощности, ч.	2797	2878	1765,2	2814,4	2698,7
Средневзвешенное число использования установленной тепловой мощности, ч.	1082	860	1684,6	1069,6	1035,9

Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки в зоне деятельности ЕТО № 1 приведены в таблице 5.

Таблица 5. Эксплуатационные показатели Дзержинской ТЭЦ, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности ЕТО №1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
1	Выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	1 580,29	1 626,11	1 629,47	1 590,12	1 524,76
2	Расход электроэнергии на соб. нужды, в т. ч.	млн. кВт·ч	126,67	108,99	105,22	97,166	116,78
2.1	расход электроэнергии на ТФУ	млн. кВт·ч	26,081	23,4	21,12	22,616	21,508
3	Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	1 453,60	1 517,12	1 524,26	1 492,96	1 407,98
4	Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	1 176,65	1 131,63	1 217,61	1 128,93	1 093,35
4.1	из производственных отборов;	тыс. Гкал	0	15,35	16,52	14,68	0
4.2	из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	961,29	937,51	977,26	854,337	834,04
4.3	из отборов противодавления	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4.4	из конденсаторов	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4.5	из ПВК	тыс. Гкал	7,44	28,54	30,71	56,702	36,928
4.6	паром из РОУ	тыс. Гкал	207,93	194,13	193,12	203,211	222,386

5	Факт. значение уд. расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами	ккал/кВт*ч	2 192	2 323,83	2 375,23	2 352,00	2 430,00
5.1	Увеличение отпуска тепла с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал	-99,3	Данный показатель отсутствует в отчетности			
5.2	с сетевой водой	тыс. Гкал	-88,3				
5.3	с паром	тыс. Гкал	-11				
6	Расход тепла на выработку электроэнергии	тыс. Гкал	3 464,00	3 564,42	3 571,78	1 123,79	1 743,39
7	Расход тепла на собственные нужды	тыс. Гкал	67,356	58,67	77,43	59,304	0
8	Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт*ч	2 238,60	1 802,10	1 348,55	2 378,00	2 449,00
9	Отпуск тепла отработавшим паром	Гкал	935 430	884 020	945,992	836,711	810,344
10	Отношение отпуска тепла с отработавшим паром к полному отпуску тепла от ТЭЦ	%	80,80%	78,12%	77,69%	74,12%	71,78%
11	Удельная теплофикац. выработка, в том числе:	кВт*ч/Гкал	490	556	507	276	314
12	с паром производственных отборов;	кВт*ч/Гкал	0	161	191	215	231
13	с паром теплофикационных отборов	кВт*ч/Гкал	490	553	504	278	321
14	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу;	млн. кВт*ч	681,673	752,217	786,931	723,18	629,32
15	Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	млн. кВт*ч	898,618	871,966	842,541	866,943	895,435
16	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, в том числе	г/кВт*ч	286,14	266,14	262,5	262,63	306,92
17	по теплофикационному циклу;	г/кВт*ч	216,47	186,27	189,44	186,39	211,25
18	по конденсационному циклу	г/кВт*ч	337,40	334,19	330,08	324,64	373,67
19	Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	156,46	155,24	155,98	157,09	159,71
20	Полный расход топлива на ТЭЦ	тут	600 046	579 491	590 044	569 445	606 755

1.1.3. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ

Узел учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс», установлен на четырех магистральных трубопроводах. Оборудование узла учета приведено в таблице 6.

Таблица 6. Технические характеристики узла учета тепловой энергии от Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование	Измеряемый параметр	Тип измерительного устройства	Заводской	Диапазон
				номер	измерений
1	Узел учета тепловой энергии в сетевой воде на магистральных трубопроводах	Расход	Взлет МР	101052	(18,112-36224) м³/ч
			Взлет МР	101065	(18,112-36224) м³/ч
	1-й и 2-й очереди Ø800 (1 узел учета, 4 трубопровода)	Давление	Метран-55ДИ	84367	(0-2,5) МПа
			Метран-55ДИ	84365	(0-2,5) МПа
			Метран-55ДИ	84368	(0-2,5) МПа
			Метран-55ДИ	84366	(0-2,5) МПа
			Метран-55ДИ	227310	(0-1) МПа
		Температура	КТСПР-001	367302	(2-158) °С
			КТСПР-001	367402	(2-158) °С
			ТСМ-0193	БН-2	(-50 +150) °С
		Теплосчетчик	СПТ-961	О321	-

Коммерческий узел учета тепловой энергии на Дзержинской ТЭЦ соответствует Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя, 2013 г. Имеют свидетельства о метрологической аттестации и сертифицированы для коммерческих взаиморасчетов.

1.1.4. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования Дзержинской ТЭЦ за 2018 – 2022 гг.

Сведения по отказам и восстановлению оборудования Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс» за период 2019 – 2023 гг.:

1. 2019 г.

В 2019 году из строя выходило следующее оборудование:

- ГТУ V 94.2 – 2 раза
- турбоагрегаты – 6 раз;
- энергетические котлоагрегаты – 2 раза.

Итого 10 технологических нарушений.

Проведены мероприятия по устранению причин выхода из строя оборудования.

2. 2020 г.

В 2020 году отказов основного оборудования не происходило.

3. 2021 г.

В 2021 году отказов основного оборудования не происходило.

4. 2022 г.

В 2022 году отказов основного оборудования не происходило.

5. 2023 г.

В 2023 году отказов основного оборудования не происходило.

1.1.5. Описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии (мощности), теплоносителя в тепловые сети в соответствии

Описание статистики отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии (мощности), теплоносителя в тепловые сети от источников тепловой мощности в ГО «Город Дзержинск» в приведено в соответствии с **Приложением № 7 (Таблица П7.1)** к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (далее МУ) в таблице 7.

Таблица 7. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов Дзержинской ТЭЦ, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №1 за 2023 год

Год	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
2019	Прекращение теплоснабжения не было	Восстановление теплоснабжения не было	Причин прекращения не было	Режим теплоснабжения не изменялся	Недоотпуск тепла не было
2020	Прекращение теплоснабжения не было	Восстановление теплоснабжения не было	Причин прекращения не было	Режим теплоснабжения не изменялся	Недоотпуск тепла не было
2021	Прекращение теплоснабжения не было	Восстановление теплоснабжения не было	Причин прекращения не было	Режим теплоснабжения не изменялся	Недоотпуск тепла не было
2022	Прекращение теплоснабжения не было	Восстановление теплоснабжения не было	Причин прекращения не было	Режим теплоснабжения не изменялся	Недоотпуск тепла не было
2023	Прекращение теплоснабжения не было	Восстановление теплоснабжения не было	Причин прекращения не было	Режим теплоснабжения не изменялся	Недоотпуск тепла не было

Динамика изменения прекращения теплоснабжений от источника комбинированной выработки – Дзержинской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1 за период 2019 – 2023 гг. в соответствии с **Приложением № 7 (Таблица П7.2)** к МУ представлено в таблице 8.

Таблица 8. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от Дзержинской ТЭЦ, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО №1.

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения
2019	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было
2020	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было
2021	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было
2022	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было
2023	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было	Прекращений отпуска тепловой энергии не было

1.1.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования Дзержинской ТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.1.7. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

В ГО «Город Дзержинск» нет источников тепловой энергии или оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

1.1.8. Указание станционных номеров теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин не прохождения конкурсного отбора электрической мощности

На Дзержинской ТЭЦ отсутствуют теплофикационные агрегаты, не прошедшие конкурентный отбор мощности.

1.1.9. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике комбинированной выработки и на котельных ГО «Город Дзержинск»

Для подпитки теплосети химически очищенной водой Дзержинской ТЭЦ установлена водоподготовительная установка (ВПУ) проектной производительностью 500 м³/час. Установка подпитки теплосети находится в помещении фильтровального зала ХВО-1. Установка подпитки теплосети включает:

- установку для предварительной очистки воды;
- умягчающую установку;
- узел приготовления соли;
- бак подпитки теплосети;
- насосы подпитки теплосети;
- узел сбора и откачки промывочных вод механических фильтров;
- узел дозирования комплексоната (УДК).

Для подпитки тепловых сетей котельных ООО «Нижегородтеплогаз» предусмотрены установки дозирования реагента ОЭДФ-Zn со следующими насосами-дозаторами:

- на котельных Восточного ТЭС (19 шт.) DLX MA/AD 02-10 фирмы Etatron и TPG-603 фирмы Текна производительностью до 20 м³/ч;
- на котельных Западного ТЭС (24 шт.) DPZ-601, DPZ-602 и TPG-603 фирмы Текна производительностью до 20 м³/ч.

1.1.10. Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки

Основное топливо Дзержинской ТЭЦ – природный газ, резервное топливо – мазут.

На основании Постановления Госплана СССР от 12.01.1971 № 2 на Дзержинской ТЭЦ до 1983 г. основным видом топлива являлся топочный мазут марки М-100, в качестве резервного топлива использовался природный газ. На основании письма Госплана СССР от 01.06.1983 «О топливном режиме» в качестве основного вида топлива рекомендовано использовать природный газ.

Газоснабжение котлов ТЭЦ осуществляется от двух общестанционных ГРП: ГРП-1 (125 000 м³/час) и ГРП-2 (400 000 м³/час). Схема внутривозвратных газопроводов выполнена таким образом, что подача газа на котлы может осуществляться от одного (любого) ГРП, от обоих – при параллельной их работе, обоих – при раздельной схеме.

В качестве резервного топлива Дзержинской ТЭЦ используется топочный мазут.

Мазутное хозяйство Дзержинской ТЭЦ состоит из: Мазутного хозяйства №1 (МХ-1) и Мазутного хозяйства №2 (МХ-2). Мазутное хозяйство предназначено для приема, хранения и подготовки мазута к сжиганию, для бесперебойного снабжения котлотурбинного цеха в требуемом количестве (в соответствии с нагрузкой котельной) подогретым и профильтрованным топочным мазутом необходимых параметров (давлением, вязкостью).

Для обеспечения выполнения перечисленных задач на М/Х-1 имеются следующие участки:

- мазутное хранилище с железобетонными резервуарами №№1,2 емкостью по 5000 м³ и резервуары №№3,4,5,6 по 10000 м³ каждый (резервуары №№ 2,3,4,5,6 выведены из эксплуатации);

- мазутная насосная №1;
- магистральные паромазутопроводы от мазутонасосной № 1 до КТЦ.
- приёмно-сливное устройство, рассчитанное на одновременный слив 50-ти 4-х осных железнодорожных цистерн с мазутом

Указанные участки предусмотрены технологическими схемами мазутного хозяйства №1:

- двухступенчатой совмещенной схемой, в которой контуры подачи мазута в котельную, циркуляционного разогрева и перемешивания мазута в резервуарах – совмещены. В этой схеме насосами I-го подъема 6НК9×1 (первая ступень) осуществляется подача мазута к насосам II-го подъема 5Н5×4 (вторая ступень) через подогреватели мазута ПМ 10-120, фильтры мазута ФМ 10-120-40 на циркуляционный разогрев и перемешивание мазута в резервуарах. Подача мазута к котлам производится насосами I и II подъемов.

- мазутонасосная №1 может работать по отдельной схеме, в которой контуры подачи мазута в котельную, циркуляционного разогрева и перемешивания мазута – разделены. Для этого выделяются мазутный насос №1 или №3 I-го подъема и подогреватель мазута №1 или №3, в зависимости от того, в каком резервуаре необходимо разогревать мазут.

Для обеспечения выполнения перечисленных задач на мазутном хозяйстве №2 имеются следующие участки:

- мазутное хранилище с железобетонным резервуаром № 7 емкостью 20000м³ и металлическими резервуарами № 8, 9 по 20 000 м³ каждый;

- мазутная насосная №2;
- магистральные паромазутопроводы от мазутонасосной № 2 до КТЦ

Указанные участки предусмотрены технологическими схемами мазутного хозяйства № 2:

- двухступенчатой отдельной схемой, в которой контуры подачи мазута в котельную, циркуляционного разогрева и перемешивания мазута в резервуарах – разделены.

В этой схеме насосами I-го подъема НК 200/120Г (первая ступень) осуществляется подача мазута к насосам II-го подъема НК 200/370Г (вторая ступень) через подогреватели мазута ПМ10-120, фильтры мазута ФМ10-240-40 на циркуляционный разогрев и в котельное отделение котлотурбинного цеха.

циркуляционный разогрев и перемешивание мазута в резервуарах производится горячим мазутом, подаваемым насосами циркуляции 10НД6×1 через подогреватели мазута ПМ10-120.

Характеристики поставляемого на Дзержинскую ТЭЦ топлива:

1) Газ горючий природный сухой отбензиненный. Качество поставляемого газа соответствует требованиям ГОСТ 5542-87. «Газы горючие природные для промышленного и коммунально - бытового назначения». Поставщик ежемесячно предоставляет покупателю паспорт качества газа. Химический анализ газа осуществляется в аккредитованных или аттестованных органами Госнадзора лабораториях.

2) Мазут топочный марки М-100 V вида малозольного ГОСТ 10585-99.

Показатели качества (физико-химические) мазута приведены в таблице 9.

Таблица 9. Показатели качества (физико-химические) мазута, использующегося на Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
1	Вязкость при 50°С, не более:	-
1.1	условная, градусы ВУ	-
1.2	кинематическая, м ² /с (сСт)	-
2	Вязкость при 80°С, не более:	
2.1	условная, градусы 80°С ВУ	16
2.2	кинематическая, м ² /с (сСт)	118*10 ⁻⁶ (118,0)
3	Вязкость при 100°С, не более:	
3.1	условная, градусы ВУ	6,8
3.2	кинематическая, м ² /с (сСт)	50.0*10 ⁻⁶ (50,0)
4	Динамическая вязкость при 0°С, Па, не более	-
5	Зольность. %, не более	0,05
6	Массовая доля механических примесей, %, не более	1
7	Массовая доля воды, %, не более	1
8	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отс.
9	Массовая доля серы, %, не более	2,5
10	Коксуемость, %, не более	-
11	Содержание сероводорода	-
12	Температура вспышки, °С, не ниже:	
12.1	в закрытом тигле	-
12.2	в открытом тигле	110
13	Температура застывания, 0°С, не выше	25
14	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее:	39 900
15	Плотность при 20°С, кг/м ³	не норм.

1.1.11. Указание характеристик и состояния золоотвалов для проектного топливного режима Дзержинской ТЭЦ

Дзержинская ТЭЦ не работает на твердом топливе. Проектом ТЭЦ наличие золоотвалов не предусмотрено.

1.1.12. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки – Дзержинской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1

Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки – Дзержинской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1 приведены в таблице 10.

Таблица 10. Динамика эксплуатационных показателей Дзержинской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электроэнергии	млн. кВт*ч	1 580,29	1 626,11	1 629,47	1 590,12	1 524,76
Расход электроэнергии на собственные нужды, в том числе	млн. кВт*ч	126,672	108,99	105,22	97,166	116,78
расход электроэнергии на	млн.	26,081	23,4	21,12	22,616	21,508

ТФУ	кВт*ч					
отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	млн. кВт*ч	1 453,62	1 517,12	1 524,26	1492,957	1407,983
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды от выработки	%	8,02	6,7	6,45	6,11	7,66
Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	1 176,65	1 131,63	1 245,99	1 128,93	1 093,35
из производственных отборов;	тыс. Гкал	0	15,35	16,52	14,68	0
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	961,29	937,51	977,26	854,337	834,04
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
из конденсаторов	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
из ПВК	тыс. Гкал	7,44	28,54	30,71	56,702	36,928
паром из РОУ	тыс. Гкал	207,93	194,13	193,12	203,211	222,386
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт*ч	286,1	266,21	304,81	262,63	306,92
Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	млн. кВт*ч	681,673	784,72	784,72	723,18	629,324
Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	млн. кВт*ч	898,618	843,541	843,541	866,943	895,435
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	156,5	155,24	159,74	157,09	159,71
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	600,046	579 491	551 798	569 445	606 755

1.1.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования Дзержинской ТЭЦ за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменений в составе и характеристиках основного оборудования Дзержинской ТЭЦ не происходило.

1.2. Источник комбинированной выработки тепловой энергии – ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в ретроспективном периоде 2019-2023 гг. приведены в таблице 11.

Таблица 11. Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова», функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за 2019-2023 гг.

Год	Электрическая мощность, МВт		Тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	установленная	располагаемая
2019	36	24	474,5	415
2020	36	24	474,5	415
2021	36	24	474,5	415
2022	36	24	474,5	415
2023	36	24	474,5	415

На станции установлено следующее основное оборудование:

1. 10 паровых котлов:

- ТС-20-39 (ст. №№ 1,2,3),
- БКЗ-75-39ГМ (ст. №№ 4, 5),
- БКЗ-75-39ГМА (ст. №№ 6, 7, 8, 9, 10);

2. 3 турбины с противодавлением:

- Р-12-35/5 (ст. №1,),
- Р-12-35/5М (ст. № 2, 3).

Паровой котел ТС-20-39 оборудован дутьевым вентилятором ВД-15,5 и дымососом Д-15,5. Паровой котел БКЗ-75-39ГМ оборудован дутьевым вентилятором ВД-18 и дымососом Д-18*2. Паровой котел БКЗ-75-39ГМА оборудован дутьевым вентилятором ВДН-20 и дымососом ДН-24-ГМ.

Паровые котлы работают на природном газе, мазуте, а также одновременно на газе и мазуте.

Суммарная установленная мощность паровых энергетических котлов – 600 т/ч. Максимально-возможный отпуск пара с ТЭЦ – 450 т/ч (290 Гкал/ч). Существующие паровые нагрузки потребителей, подключенных к паровым сетям предприятия – до 280 т/ч (180 Гкал/ч). Существующие паровые нагрузки потребителей предприятия – до 210 т/ч (136 Гкал/ч). Существующие паровые нагрузки сторонних потребителей, подключенных к паровым сетям предприятия – до 55 т/ч (35 Гкал/ч). Собственные нужды ТЭЦ – до 15 т/ч (9 Гкал/ч). Резерв паровой мощности ТЭЦ – 170 т/ч (110 Гкал/ч).

Для подачи питательной воды на паровые котлы установлены восемь питательных электронасосов ПЭ-100-53.

Схема технического водоснабжения – прямоточная с забором охлаждающей воды из сети ПХВ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова». Насосами вода подается на маслоохладители и воздухоохладители турбин и на технологические нужды ТЭЦ.

Турбоагрегаты Р-12-35/5 и Р-12-35/5М с противодавлением. Давление на выходе из турбин 5 кгс/см².

Состав установленного основного оборудования ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» приведен в таблицах 12 - 14.

Таблица 12. Состав котельного оборудования по состоянию на начало 2024 г. ЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова»

Марка котла	Ст. №	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
					давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТС-20-39	1	ТКЗ	25	19,8	39	440	Газ	Мазут
ТС-20-39	2	ТКЗ	25	19,8	39	440	Газ	Мазут
ТС-20-39	3	ТКЗ	25	19,8	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМ	4	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМ	5	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМА	6	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМА	7	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМА	8	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМА	9	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут
БКЗ-75-39ГМА	10	БКЗ	75	59,3	39	440	Газ	Мазут

Таблица 13. Состав турбинного оборудования по состоянию на начало 2024 г. ЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова»

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, град. °С
				УТМ всего, Гкал/ч	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
Р-12-35/5	1	КТЗ	12	79	-	-	35	435
Р-12-35/5М	2	КТЗ	12	97	-	-	35	435
Р-12-35/5М	3	КТЗ	12	97	-	-	35	435

Таблица 14. Технические характеристики РОУ по состоянию на начало 2023 г. ЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова»

Тип	Ст. №	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
РОУ -60-37/6-425/250	1	60	1972	Удовлетворительное
РОУ -60-37/6-425/250	2	60	1972	Удовлетворительное
РОУ -60-37/6-425/250	3	60	1972	Удовлетворительное
РОУ -60-37/6-425/250	4	60	1963	Удовлетворительное
РОУ -60-37/6-425/250	5	60	1980	Удовлетворительное
РОУ -60-37/6-425/250	6	60	1980	Удовлетворительное
РОУ-40-37/15-425/250	7	40	1991	Удовлетворительное
РОУ-40-37/15-425/250	8	40	1991	Удовлетворительное
РОУ-30-37/22-425/280	9	30	-	-
РОУ-30-37/22-425/280	10	30	-	-
РОУ-20-6/1,2-250/250	1	20	-	-

Тип	Ст. №	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Состояние
РОУ-20-6/1,2-250/250	2	20	-	-
РУ-20-6/1,2-250/250	3	20	-	-
РУ-20-6/1,2-250/250	4	20	-	-
Итого		580		

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На ТЭЦ установлено:

1. Три котла ТС-20-39 производительностью по 25 т/ч каждый, 2 котла БКЗ-75-39ГМ производительностью по 75 т/ч каждый и 5 котлов БКЗ-75-39ГМА производительностью по 75 т/ч каждый.

2. Турбоагрегат Р-12-35/5 электрической мощностью 12 МВт и 2 турбоагрегата Р-12-35/5М электрической мощностью по 12 МВт каждый.

3. Редукционно-охладительные установки ст. № 1 – ст. № 6 производительностью по 60 т/ч каждая РОУ 60-39/6 440/250 снижающие давление пара с 39 кгс/см² до 6 кгс/см² и температуру с 440 °С до 250 °С.

4. Редукционно-охладительные установки ст. № 7 и ст. № 8 производительностью по 40 т/ч каждая РОУ 40-39/15 440/250 снижающие давление пара с 39 кгс/см² до 15 кгс/см² и температуру с 440 °С до 250 °С.

С коллекторов ТЭЦ тепловая энергия в паре давлением 6 и 15 кгс/см² и температурой 200 - 250 °С подается потребителям по 7-ми магистральным паропроводам собственным и сторонним потребителям и на ЦТП бетонного участка.

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ретроспективные показатели установленной и располагаемой тепловой мощности ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» в период 2018 – 2022 гг. приведены в таблице 15.

Таблица 15. Показатели работы ЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» с разбивкой по годам

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч
	турбоагрегатов	прочее	всего		
2019	273	201,5	474,5	59,5	415
2020	273	201,5	474,5	59,5	415
2021	273	201,5	474,5	59,5	415
2022	273	201,5	474,5	59,5	415
2023	273	201,5	474,5	59,5	415

Установленная и располагаемая тепловая мощность и ограничения тепловой мощности по группам оборудования ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» приведена в таблице 16.

Таблица 16. Перечень оборудования ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» с указанием их установленных мощностей

Ст. №	Наименование оборудования	Ед. изм.	Тепловая мощность на начало 2023 г. Гкал/ч
Энергетические котлы (тепловая мощность), Гкал/ч			
1	ТС-20-39	Гкал/ч	19,8
2	ТС-20-39	Гкал/ч	19,8
3	ТС-20-39	Гкал/ч	19,8
4	БКЗ-75-39ГМ	Гкал/ч	59,3
5	БКЗ-75-39ГМ	Гкал/ч	59,3
6	БКЗ-75-39ГМА	Гкал/ч	59,3
7	БКЗ-75-39ГМА	Гкал/ч	59,3
8	БКЗ-75-39ГМА	Гкал/ч	59,3
9	БКЗ-75-39ГМА	Гкал/ч	59,3
10	БКЗ-75-39ГМА	Гкал/ч	59,3
Турбоагрегаты (состав и тепловая мощность оборудования)			
1	P-12-35/5	Гкал/ч	79
2	P-12-35/5М	Гкал/ч	97
3	P-12-35/5М	Гкал/ч	97

1.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса основного оборудования

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин ТЭЦ, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по состоянию на начало 2023 г., приведены в таблице 17.

Таблица 17. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» на начало 2023 года.

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Наработка на 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	P-12-35/5	1966	200,0	н/д	1991	900	н/д	-	-	-
2	P-12-35/5 М	1979	200,0	н/д	2004	900	н/д	-	-	-
3	P-12-35/5 М	1980	200,0	н/д	2005	900	н/д	-	-	-

1.2.5. Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ

Основные показатели по загрузке оборудования ТЭЦ за 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 18.

Таблица 18. Основные показатели по загрузке оборудования ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова» за 2019 – 2023 гг

Наименование показателя	год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	66,43	73,24	90,47	83,78	86,95
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	11,39	10,86	11,27	11,51	73,26
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	602,77	566,22	631,27	641,02	665,04
Расход ТЭ на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
Полезный отпуск ТЭ с коллекторов, тыс. Гкал	602,77	566,22	631,27	641,02	665,04

Коэффициенты использования установленной электрической и тепловой мощности ТЭЦ за 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 19, а средневзвешенное число часов использования

установленной электрической энергии и тепловой мощности ТЭЦ за 2019 – 2023 гг. – в таблице 20.

Таблица 19. КИУЭиТМ Дзержинской ТЭЦ с разбивкой по годам

Наименование показателя	Значение показателя, %				
	2019	2020	2021	2022	2023
Коэффициенты использования установленной электрической мощности	21,8	23,6	29,4	27,2	28,23
Коэффициенты использования установленной тепловой мощности	16,6	15,7	17,8	17,9	18,6

Таблица 20. Средневзвешенное число использования установленной электрической/тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ с разбивкой по годам

Наименование показателя	Значение показателя				
	2019	2020	2021	2022	2023
Средневзвешенное число использования установленной электрической мощности, ч.	1845	2034	2513	2327	2415
Средневзвешенное число использования установленной тепловой мощности, ч.	1456	1368	1525	1548	1606

1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования ТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.2.7. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

В ГО «Город Дзержинск» нет источников тепловой энергии или оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

1.2.8. Указание станционных номеров теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности источника комбинированной выработки, типов теплофикационных агрегатов и причин не прохождения конкурсного отбора электрической мощности

На ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова» отсутствуют теплофикационные агрегаты, не прошедшие конкурентный отбор мощности.

1.2.9. Характеристики водоподготовительных установок, описание схемы водоподготовки и подпиточных устройств на источнике

комбинированной выработки – ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"

На ВПУ ТЭЦ используется схема H-Na-катионирования. ХВО-1 производительностью 175 т/ч введена в эксплуатацию в декабре 1967 г. На ХВО-1 установлен бак декарбонизованной воды $V=200$ м³ и бак хим. очищенной воды $V=300$ м³. ХВО-2 производительностью 225 т/ч введена в эксплуатацию в декабре 1979 г. На ХВО-2 установлен бак декарбонизованной воды $V=200$ м³ и бак хим. очищенной воды $V=300$ м³.

Конденсатоочистка производительностью 140 т/ч введена в эксплуатацию в мае 1979г.

На конденсатоочистке установлен бак сбора конденсата с производств $V=200$ м³.

Нормативные потери воды на ХВО-1,2 составляют 294 тонны в год.

1.2.10. Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки

Основное топливо ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова" – природный газ, резервное топливо – мазут.

Мазут топочный марки М-100 V вида малозольного ГОСТ 10585-99.

Показатели качества (физико-химические) мазута приведены в таблице

Таблица 21. Показатели качества (физико-химические) мазута, использующегося на ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя
1	Вязкость при 50°C, не более:	-
1.1	условная, градусы ВУ	-
1.2	кинематическая, м²/с (сСт)	-
2	Вязкость при 80°C, не более:	
2.1	условная, градусы 80°C ВУ	16,0
2.2	кинематическая, м²/с (сСт)	118*10 ⁻⁶ (118,0)
3	Вязкость при 100°C, не более:	
3.1	условная, градусы ВУ	6,8
3.2	кинематическая, м²/с (сСт)	50.0*10 ⁻⁶ (50,0)
4	Динамическая вязкость при 0°C, Па, не более	-
5	Зольность, %, не более	0,05
6	Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0
7	Массовая доля воды, %, не более	1,0
8	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отс.
9	Массовая доля серы, %, не более	2,5
10	Коксуемость, %, не более	-
11	Содержание сероводорода	-
12	Температура вспышки, °C, не ниже:	
12.1	в закрытом тигле	-
12.2	в открытом тигле	110
13	Температура застывания, 0°C, не выше	25
14	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее:	39 900
15	Плотность при 20°C, кг/м³	не норм.

1.2.11. Указание характеристик и состояния золоотвалов для проектного топливного режима ТЭЦ

ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова" работает на газомазутном топливе. Проектом ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова" наличие золоотвалов не предусмотрено.

1.2.12. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки –ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"

Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки –ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова" в зоне деятельности ЕТО № 1 приведены в таблице 22.

Таблица 22. Динамика эксплуатационных показателей ТЭЦ ФКП "Завод имени Я.М. Свердлова"

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Выработка электроэнергии	млн. кВт*ч	66,43	73,24	90,47	83,78	86,949
Расход электроэнергии на собственные нужды, в том числе	млн. кВт*ч	12,86	12,26	12,72	12,99	13,69
на производство электроэнергии	млн. кВт*ч	1,47	1,40	1,45	1,48	1,54
на отпуск тепловой энергии	млн. кВт*ч	11,39	10,86	11,27	11,51	12,16
Отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	млн. кВт*ч	53,57	60,98	77,75	70,79	73,26
Доля расхода электроэнергии на соб. нужды от выработки	%	19,35	16,47	14,1	15,5	15,7
Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	602,77	566,22	631,27	641,02	665,04
в паре	тыс. Гкал	602,77	566,22	631,27	641,02	665,04
в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии;	г/кВт*ч	179,64	185,43	180,34	178,83	179,21
Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу;	млн. кВт*ч	66,43	73,24	90,47	83,78	86,95
Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	млн. кВт*ч	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	178,6	185,86	178,49	175,43	174,62
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	117,227	116,544	126,7	125,112	129,258

1.2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования ТЭЦ за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменений технических характеристик основного оборудования ТЭЦ не было.

1.3. Котельные города Дзержинск

1.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»

Перечень источников теплоснабжения, а также теплоснабжающих и теплосетевых организаций ГО «Город Дзержинск» по состоянию на 2022 год представлен в таблице 23

Таблица 23. Перень источников теплоснабжения, теплоснабжающих и теплосетевых организаций

№ п/п	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Теплосетевая организация	Принадлежность тепловых сетей
ЕТО № 1 Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»					
ООО «Нижегородтеплогаз»					
Восточный ТСР					
1	Котельная № 1Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
2	Котельная № 15	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
3	Котельная № 20	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
4	Котельная № 23	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
5	Котельная № 26Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
6	Котельная № 28	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
7	Котельная № 29Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
8	Котельная № 35	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
9	Котельная № 38Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
10	Котельная № 40	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
11	Котельная № 42	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
12	Котельная № 43Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
13	Котельная № 44Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
14	Котельная № 47Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»
15	Котельная № 48Н	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»	ООО «Нижегородтеплогаз»	АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород»

[illegible]

№ п/п	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Теплосетевая организация	Принадлежность тепловых сетей
35	Котельная № 51	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
36	Котельная № 52	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
37	Котельная № 53	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
38	Котельная № 54	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
39	Котельная № 55	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
40	Котельная № 56	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
41	Котельная № 57	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
42	Котельная № 58	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
43	Котельная № 59	ООО «Нижегород-теплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды	ООО «Нижегородтеплогаз»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор аренды
МУП «ДзержинскЭнерго»					
44	Котельная №3	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «ДзержинскЭнерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
45	Котельная №7	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	МО ГО "Город Дзержинск"
46	Котельная №9	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	МО ГО "Город Дзержинск"
47	Котельная №11	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	МО ГО "Город Дзержинск"
48	Котельная №14	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	МО ГО "Город Дзержинск"
49	Котельная №21	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	МО ГО "Город Дзержинск"
50	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «ДзержинскЭнерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
51	Котельная школы № 25 пос. Бабино	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «ДзержинскЭнерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
52	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «ДзержинскЭнерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
53	Котельная амбулатории пос. Петряевка	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «ДзержинскЭнерго»	Тепловых сетей нет

№ п/п	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация, эксплуатирующая источник теплоснабжения	Принадлежность источника теплоснабжения	Теплосетевая организация	Принадлежность тепловых сетей
54	Котельная пос. Петряевка	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
55	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
56	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	Тепловых сетей нет
57	Котельная пос. Горбатовка	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
58	Котельная пос. Гавриловка	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	Тепловых сетей нет
59	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	Тепловых сетей нет
60	Котельная пос. Желнино (Почта)	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	Тепловых сетей нет
61	Котельная бывшее трамвайное депо	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	Тепловых сетей нет
62	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
63	Котельная ул. Сухаренко, 10	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения	МУП «Дзержинск-Энерго»	КУМИ ГО «Город Дзержинск», договор хоз.ведения
64	Котельная пос. Пыра	МУП «Дзержинск-Энерго»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»
ООО «Дзержинсктеплогаз»					
65	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	ООО «Дзержинсктеплогаз»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»
66	Котельная пр. Ленина, 8а	ООО «Дзержинсктеплогаз»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»
67	Котельная ул. Строителей, 9в	ООО «Дзержинсктеплогаз»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»
ГБУ санаторий Пушкино					
68	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	ГБУ санаторий Пушкино	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»	МО ГО «Город Дзержинск»
ЕТО №2 АО «НОКК»					
АО «НОКК»					
69	Котельная №42	АО «НОКК»	АО «НОКК»	АО «НОКК»	АО «НОКК»

Все котельные Восточного ТСР ООО «Нижегородтеплогаз» полностью автоматизированы, оснащены современным основным и вспомогательным оборудованием импортного и отечественного производства. Находятся в эксплуатации 17-22 года.

Режимно-наладочные работы котлов выполнены в 2021-2023 году.

РНИ проводятся ежегодно через каждые 3 года. В 11 из 24 котельных ЗТСР ООО «Нижегородтеплогаз» в период 2018-2023 гг произведено техническое перевооружение с

заменой основного и вспомогательного оборудования, котельные полностью автоматизированы, оснащены современным основным и вспомогательным оборудованием, работают без присутствия обслуживающего персонала, внедрена система диспетчеризации. В 13 котельных, не подвергшихся техническому перевооружению, установлены котлы водогрейные водотрубные секционные большей частью стальные типа НР-18 и чугунные типа Энергия-3м, оснащенные форкамерными горелками или горелками инжекционного типа ИГК.

В котельной ул. Сухаренко, 10 установлено три водогрейных котла.

Автоматика регулирования процессов сжигания топлива и отпуска тепловой энергии отсутствует. Автоматика безопасности на большей части котельных Западного ТСР морально и физически устарела, не соответствует современным действующим нормам и правилам.

В котельных МУП «ДзержинскЭнерго» установлено 38 котлов. В котельных № 3, 7, 11, 14, 21 и общежития (ул. Гастелло, д. 4) установлено оборудование для обеспечения потребителей горячей водой.

На балансе ООО «Дзержинсктеплогаз» находятся 3 котельных, в которых установлено:

- котельная ул. К. Патоличева, 37а – 4 котла,
- котельная пр. Ленина, 8а – 3 котла,
- котельная ул. Строителей, 9в – 3 котла.

Основным видом топлива котлов является газ. КПД котлов котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» составляет 82-83 %.

На балансе АО «НОКК» находится 1 котельная, в которой установлено 4 котла. Основным видом топлива котлов является природный газ. КПД котлов составляет – 89,3%.

На балансе ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" находится 1 котельная, в которой установлено 2 котла. Основным видом топлива котлов является газ. КПД котлов составляет – 95,0%.

1.3.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Сведения об установленной мощности, УРУТе на выработку ТЭ по котлам, КПД котлов на выработку ТЭ по котельным теплоснабжающих организаций ГО город Дзержинск по состоянию на 01.01.2023 г. представлены в таблице 24.

Таблица 24. Состав оборудования и технические характеристики котельных г.о. Дзержинск

№ п/п	Наименование источника теплоснабже- ния	Марка котла	Кол- во	Производитель- ность котла		Уст. тепло- вая мощ- ность, Гкал/ч	УРУТ на вы- работку ТЭ по котлам, кг у.т./ Гкал	КПД кот- лов на выра- ботку ТЭ, %	УРУТ по ко- тельной на вы- работку ТЭ, кг у.т./Гкал	Дата ввода	Основное/резерв- ное топливо
				по воде, Гкал/ч	по пару, т/ч (Гкал/ч)						
ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»											
ООО «Нижегородтеплогаз»											
Восточный ТСР											
1	Котельная № 1Н	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	10,32	156,2	91,6	155,95	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		156	91,7		2001	
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,7	91,9		2001	
2	Котельная № 15	КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-	6,88	156,2	91,6	156,3	2001	Природный газ
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156	91,7		2001	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,7	91,3		2001	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,3	91,5		2001	
3	Котельная № 20	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	155,6	91,9	155,6	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,7	91,9		2001	
4	Котельная № 23	КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-	5,16	155,5	92	156,11	2001	Природный газ
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,6	91,3		2001	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,3	91,5		2001	
5	Котельная № 26Н	КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-	6,88	155,8	91,8	156,04	2001	Природный газ
		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		156	91,6		2001	

		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		156,2	91,6		2001	
		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		156,1	91,6		2001	
6	Котельная № 28	КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-	4,3	151,5	94,4	151,48	2001	Природный газ
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,5	94,4		2001	
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,5	94,4		2001	
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,5	94,4		2001	
7	Котельная № 29Н	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	155,1	92,2	155,11	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,1	92,2		2001	
8	Котельная № 35	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	155,2	92,1	155,14	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,1	92,2		2001	
9	Котельная № 38Н	КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-	6,88	155,9	91,7	155,9	2002	Природный газ
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		155,9	91,7		2002	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		155,5	92		2002	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,3	91,5		2002	
10	Котельная № 40	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	154,7	92,4	155,14	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,6	91,9		2001	
11	Котельная № 42	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	155	92,3	155,01	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155	92,3		2001	
12	Котельная № 43Н	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	6,88	155,2	92,1	155,25	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,2	92,1		2001	
13	Котельная № 44Н	КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-	4,3	151,9	94,2	151,66	2001	Природный газ
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,3	94,5		2001	
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,5	94,4		2001	
		КСВа-1,25Гс ВК-32	1	1,075	-		151,9	94,1		2001	
14	Котельная № 47Н	КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-	5,16	156,4	91,4	156,02	2001	Природный газ

		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		156,1	91,6		2001	
		КВЖ 2,0-115Г	1	1,72	-		155,6	91,9		2001	
15	Котельная № 48Н	КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-	13,76	156	91,7	155,65	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,6	91,9		2001	
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,5	92		2001	
		КВГ 4,0-115Н	1	3,44	-		155,5	91,9		2001	
16	Котельная № 60Н	DHAL HWK-1000	1	0,86	-	1,72	155,8	91,8	155,74	2007	Природный газ
		DHAL HWK-1000	1	0,86	-		155,7	91,8		2007	
17	Котельная № 61	КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-	9,03	154,4	92,6	154,84	2001	Природный газ
		КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-		154,8	92,4		2001	
		КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-		155,3	92,1		2001	
18	Котельная № 62	КВГ 4,0-115Г	1	3,44	-	10,32	155,1	92,2	155,15	2001	Природный газ
		КВГ 4,0-115Г	1	3,44	-		154,9	92,3		2001	
		КВГ 4,0-115Г	1	3,44	-		155,4	92		2001	
19	Котельная № 64Н	КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-	12,04	154,7	92,4	154,92	2001	Природный газ
		КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-		155	92,3		2001	
		КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-		155,2	92,1		2001	
		КВЖ 3,5-115Г	1	3,01	-		154,7	92,4		2001	
ИТОГО по Восточному ТСП			57	138,03	-	138,03	155,229	92	155,23	2001	Природный газ
20	Котельная № 8	НР-18м-3	1	0,645	-	3,87	169,7	84,3	169,27	1969	Природный газ
		НР-18м	1	0,645	-		169,1	84,6		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		167,9	85,2		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		169,5	84,4		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		169,6	84,3		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,8	84,2		1969	
21	Котельная № 13	КВГ-4-115Н	1	3,44	-	6,88	155,1	92,2	154,88	2021	Природный газ
		КВГ-4-115Н	1	3,44	-		154,6	92,5		2021	

22	Котельная № 22	КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-	5,16	155,9	91,7	155,99	2018	Природный газ
		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		155,9	91,7		2018	
		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		156,1	91,6		2018	
23	Котельная № 25	НР-18м-4	1	0,645	-	6,45	170,2	84	169,67	1969	Природный газ
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,8	83,7		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		172,6	82,9		1969	
		НР-18м-2	1	0,645	-		171,5	83,4		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		170,4	83,9		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,5	83,9		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		170,1	84,1		1969	
		Энергия-3М	1	0,645	-		165,9	86,2		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,1	84,6		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		165,9	86,2		1969	
24	Котельная № 27	Геффен МВ 3,1-1000	1	0,912	-	3,19	143,3	99,8	143,26	2020	Природный газ
		Геффен МВ 3,1-1000	1	0,912	-		143,3	99,8		2020	
		Геффен МВ 3,1-1000	1	0,912	-		143,5	99,7		2020	
		Геффен МВ 3,1-530	1	0,456	-		143	100		2020	
25	Котельная № 31	НР-18м	1	0,645	-	6,45	167,9	85,2	169,12	1963	Природный газ
		НР-18м	1	0,645	-		169	84,6		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		169,8	84,2		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		169,7	84,3		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		169,6	84,3		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		170,1	84,1		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		168,8	84,7		1963	
		Энергия-3М	1	0,645	-		167,8	85,2		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		169,3	84,5		1963	
		НР-18м	1	0,645	-		169,4	84,4		1963	
26	Котельная № 32	Термотехник ТТ100-3000	1	2,58	-	7,74	155,2	92,1	155,17	2020	Природный газ

		Термотехник ТТ100-3000	1	2,58	-		155,1	92,2		2020	
		Термотехник ТТ100-3000	1	2,58	-		155,2	92,1		2020	
27	Котельная № 33	НР-18м	1	0,645	-	7,1	183,3	78	171,81	1962	Природный газ
		НР-18м	1	0,645	-		169,2	84,5		1962	
		Энергия-3М	1	0,645	-		170	84,1		1962	
		НР-18м	1	0,645	-		170	84,1		1962	
		НР-18м	1	0,645	-		169,4	84,4		1962	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,8	84,7		1962	
		НР-18м-1	1	0,645	-		169,8	84,2		1962	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,3	84		1962	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,3	84		1962	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,1	84,6		1962	
		Энергия-3М	1	0,645	-		181,3	78,9		1962	
28	Котельная № 34	КВГ-4-115Н	1	3,44	-	6,88	155	92,3	154,94	2019	Природный газ
		КВГ-4-115Н	1	3,44	-		154,9	92,3		2019	
29	Котельная № 36	КВГ-4-115Н	1	3,44	-	6,88	154,9	92,3	155,01	2019	Природный газ
		КВГ-4-115Н	1	3,44	-		155,1	92,2		2019	
30	Котельная № 37	НР-18м	1	0,645	-	9,03	170,4	83,9	170,11	1965	Природный газ
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,1	84,6		1965	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,2	84,5		1965	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,7	84,3		1965	
		НР-18м-4	1	0,645	-		171,9	83,2		1965	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,5	83,9		1965	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,8	83,7		1965	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,1	84,6		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		170,4	83,9		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		170,4	83,9		1965	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,2	84,5		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		170,7	83,8		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		170,2	84		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		170	84,1		1965	
31	Котельная № 45	НР-18м	1	0,645	-	8,39	167,2	85,5	168,8	1961	Природный газ

		НР-18м	1	0,645	-		169,2	84,5		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		170,5	83,9		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		168,3	85		1961	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,1	84,6		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		167,7	85,3		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		168,2	85		1961	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,6	84,8		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		168,7	84,8		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		168,9	84,7		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		169	84,6		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		170,3	84		1961	
		НР-18м	1	0,645	-		168,9	84,7		1961	
32	Котельная № 46	НР-18м-4	1	0,645	-	2,58	171	83,6	171,13	1965	Природный газ
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,6	84,3		1965	
		НР-18м	1	0,645	-		172,2	83,1		1965	
		НР-18м-4	1	0,645	-		171,8	83,2		1965	
33	Котельная № 49	КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-	3,44	155,9	91,8	156,07	2019	Природный газ
		КВЖ-2,0-115Г	1	1,72	-		156,3	91,5		2019	
34	Котельная № 50	НР-18м-4	1	0,645	-	7,74	186,6	76,6	171,78	1970	Природный газ
		НР-18м-4	1	0,645	-		182,8	78,2		1970	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,1	84,6		1970	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170	84,1		1970	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169	84,6		1970	
		НР-18м	1	0,645	-		168,5	84,9		1970	
		НР-18м	1	0,645	-		169,6	84,3		1970	
		НР-18м	1	0,645	-		168,9	84,7		1970	
		Энергия-3М	1	0,645	-		170,1	84,1		1970	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,2	84,5		1970	
		НР-18м	1	0,645	-		169,4	84,4		1970	
		НР-18м	1	0,645	-		170,4	83,9		1970	
35	Котельная № 51	Термотехник ТТ100-3000	1	1,72	-	3,44	153,3	93,3	153,28	2019	Природный газ

		Термотехник ТТ100-3000	1	1,72	-		153,2	93,3		2019	
36	Котельная № 52	НР-18м	1	0,645	-	6,45	168,1	85,1	168,67	1969	Природный газ
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,1	85,1		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		167,3	85,5		1969	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,3	84,5		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,8	84,7		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,8	84,2		1969	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,1	84,6		1969	
		НР-18м	1	0,645	-		168,8	84,7		1969	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,8	84,7		1969	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,8	84,7		1969	
37	Котельная № 53	НР-18м	1	0,645	-	7,1	168,7	84,8	169,27	1976	Природный газ
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,9	84,2		1976	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,1	85,1		1976	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,6	84,3		1976	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,6	84,3		1976	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,7	84,3		1976	
		Энергия-3М	1	0,645	-		166,8	85,7		1976	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170,1	84,1		1976	
		НР-18м-4	1	0,645	-		170	84,1		1976	
		Энергия-3М	1	0,645	-		170,5	83,9		1976	
		НР-18м	1	0,645	-		169	84,6		1976	
38	Котельная № 54	Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-	4,12	144,3	99,1	144,27	2021	Природный газ
		Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,1	99,2		2021	
		Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,4	99,1		2021	
		Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,3	99,1		2021	
39	Котельная № 55	Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-	4,12	143,9	99,4	144,16	2022	Природный газ
		Геффен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,1	99,3		2022	

		Гефпен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,2	99,2		2022	
		Гефпен МВ 3.1-1000	1	1,031	-		144,5	99		2022	
40	Котельная № 56	НР-18м	1	0,645	-	7,1	170	84,1	168,52	1974	Природный газ
		Энергия-3М	1	0,645	-		167,8	85,2		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,8	84,7		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,2	85		1974	
		НР-18м	1	0,645	-		169,2	84,5		1974	
		НР-18м	1	0,645	-		168,5	84,9		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		167,4	85,4		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,1	84,6		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,1	85,1		1974	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,1	85,1		1974	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,5	84,9		1974	
41	Котельная № 57	НР-18м	1	0,645	-	7,74	168,9	84,7	168,74	1973	Природный газ
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,2	85		1973	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,4	84,4		1973	
		Энергия-3М	1	0,645	-		169,2	84,5		1973	
		НР-18м	1	0,645	-		169,3	84,5		1973	
		НР-18м	1	0,645	-		168,8	84,7		1973	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,4	84,9		1973	
		НР-18м	1	0,645	-		168,2	85		1973	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,7	84,8		1973	
		НР-18м	1	0,645	-		168,7	84,8		1973	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,6	84,8		1973	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,5	84,9		1973	
42	Котельная № 58	ТТ-100-2200	1	1,89	-	5,67	143,6	90,7	143,21	2023	Природный газ
		ТТ-100-2200	1	1,89	-		143,2	91,2		2023	
		ТТ-100-2200	1	1,89	-		142,9	90,8		2023	
43	Котельная № 59	НР-18м	1	0,645	-	7,74	168,4	84,9	168,47	1964	Природный газ
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,8	84,7		1964	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,2	85		1964	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,2	85		1964	

		Энергия-3М	1	0,645	-		167,6	85,3		1964	
		Энергия-3М	1	0,645	-		167,8	85,2		1964	
		Энергия-3М	1	0,645	-		167,6	85,3		1964	
		НР-18м-4	1	0,645	-		169,9	84,2		1964	
		НР-18м	1	0,645	-		169,6	84,3		1964	
		НР-18м-4	1	0,645	-		168,9	84,7		1964	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,1	85,1		1964	
		Энергия-3М	1	0,645	-		168,7	84,8		1964	
ИТОГО по Западному ТСР			176	147,32		147,32	163,63	86,1	163,63	1976	Природный газ
ИТОГО по ООО «Нижегородтеплогаз»						285,35	160,6	89	160,6	1989	Природный газ
МУП "ДзержинскЭнерго"											
44	Котельная №3	RSA-200	1	0,172	-	0,172	162,3	88,0	162,3	2020	Природный газ
45	Котельная №7	RSA-200	1	0,172	-	0,430	157,7	90,6	157,7	2017	Природный газ
		RSA-300	1	0,258	-		157,7	90,6			
46	Котельная №9	ICI REX-50	2	0,430	-	0,860	157,6	90,6	157,6	2008	Природный газ
47	Котельная №11	RSA-100	1	0,103	-	0,103	161,3	88,6	161,3	2015	Природный газ
48	Котельная №14	RSA-100	1	0,103	-	0,103	159,6	89,5	159,6	2016	Природный газ
49	Котельная №21	RSA-100	1	0,103	-	0,103	158,6	90,1	158,6	2017	Природный газ
50	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	RSA-120	1	0,103	-	0,103	162,0	88,2	162,0	2020	Природный газ
51	Котельная школы №25 пос. Бабино	RSA-150	2	0,129	-	0,258	160,8	88,8	160,8	2015	Природный газ
52	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	RSA-150	2	0,129	-	0,258	161,9	88,2	161,9	2015	Природный газ
53	Котельная амбулатории пос. Петряевка	Master-GAS Seul	1	0,021	-	0,0428	162,1	88,1	162,1	2014	Природный газ
		PROTHERM JAGUAR JTV 24	1	0,022	-		162,1	88,3		2019	
54	Котельная пос. Петряевка	RSA-300	2	0,258	-	0,516	161,2	88,6	161,2	2020	Природный газ
55	Котельная школы №16 пос. Горбатовка,	RSA-200	1	0,172	-	0,430	163,1	87,6	163,1	2014	Природный газ
		RSA-300	1	0,258	-		163,1	87,6			
56	Котельная пос. Горбатовка, (Поссовет)	Siberia АОГВ	1	0,025	-	0,050	157,8	88,8	157,8	2015	Природный газ
		Siberia АОГВ	1	0,025			157,8	88,8		2023	
57	Котельная пос. Горбатовка, Восточная,1А	RSA-150 водогрейный	2	0,129	-	0,258	157,7	90,6	157,7	2014	Природный газ
58	Котельная пос. Гавриловка	Siberia АОГВ	2	0,020	-	0,040	158,2	90,3	158,2	2014	Природный газ

59	Котельная д/с №35 пос. Желнино	RSA-40	1	0,034	-	0,086	158,7	85,6	158,7	2017	Природный газ
		RSA-60	1	0,052	-		158,7	89,9			
60	Котельная пос. Желнино, (Почта)	Master-GAS Seul	1	0,030	-	0,030	162,8	87,8	162,8	2015	Природный газ
61	Котельная бывшее трамвайное депо	RSP-500	1	0,430	-	0,860	181,5	90,4	181,5	2021	Природный газ
		RSP-500	1	0,430	-		181,5	90,4		2023	
62	Котельная пос. Горбатовка д/с № 147	RSA-100	2	0,085	-	0,170	159,5	89,6	159,5	2017	Природный газ
63	Котельная ул. Сухаренко, 10	ECOMAX 3S-C2000	1	1,720	-	7,740	158,7	90,0	158,7	2013	Природный газ
		ECOMAX 3S-C3500	1	3,010	-		158,7	90,0			
		ECOMAX 3S-C3500	1	3,010	-		158,7	90,0			
64	Котельная пос. Пыра	ТурбоТерм	1	1,66	-	4,98	155,3	86	155,3	2012	Природный газ
		ТурбоТерм	1	1,66	-		155,3			2012	
		ТурбоТерм	1	1,66	-		155,3			2012	
ИТОГО по МУП "ДзержинскЭнерго"					-	17,593	159,4	89,6	159,36		
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»											
64	Теплопункт завода им. Свердлова	-	-	пар от ТЭЦ завода им. Свердлова		13,35	-	-	158,7	2013	пар
ИТОГО по ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»			-	-	-	13,35	-	-	158,7	2013	-
ООО «Дзержинсктеплогаз»											
66	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	Газовый котел Logano SR 745-730 фирмы "Bureaus"	1	1,035	-	4,14	181,1	78,9	181,1	2006	Природный газ
		Газовый котел Logano SR 745-730	1	1,035	-		181,1	78,9		2006	
		Газовый котел Logano SR 745-730	1	1,035	-		181,1	78,9		2006	
		Газовый котел Logano SR 745-730	1	1,035	-		181,1	78,9		2006	
67	Котельная пр. Ленина, 8а	Газовый котел Logano	1	0,363	-	1,09	170	84	170	2006	Природный газ

		SK 755									
		Газовый котел Logano SK 755	1	0,363	-		170	84		2006	
		Газовый котел Logano SK 755	1	0,363	-		170	84		2006	
68	Котельная ул. Строителей, 9в	Газовый котел RTO-1500	1	0,833	-	2,5	161,8	88,3	161,8	2006	Природный газ
		Газовый котел RTO-1500	1	0,833	-		161,8	88,3		2006	
		Газовый котел RTO-1500	1	0,833	-		161,8	88,3		2006	
ИТОГО по ООО «Дзержинсктеплогаз»						7,73	173,3	82,4	156,5		
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"											
69	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	Super RAC 405	2	0,35	-	0,7	152,3	93,8	150,4	2018	Природный газ
Итого по ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"						0,7	152,3	93,8	150,4		
ИТОГО по ЕТО №1						326,96	159,2	89,7	156,53		
ЕТО № 2. АО «НОКК»											
70	Котельная №42	KB3-ГМ-2	1	2	-	10	165,6	89,6	165,6	2001	Природный газ
		KB3-ГМ-2	1	2	-		165,6	89,6		2001	
		KB3-ГМ-2	1	2	-		165,6	89,6		2001	
		KB3-ГМ-4	1	4	-		165,6	89,6		2001	
ИТОГО по АО «НОКК»						10	165,6	86,3	165,6		
ИТОГО по ЕТО №2						10	165,6	86,3	165,6		
ИТОГО по МО ГО г. Дзержинск						336,96	159,6	89,5	157,2		

Сведения по суммарной установленной мощности по котельным теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск» по в период 2018 – 2022 гг. представлены в таблице Таблица 25

Таблица 25. Сведения по суммарной установленной мощности по котельным ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	Наименование котельной	Установленная мощность				
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
ООО «Нижегородтеплогаз»						
Восточный ТСР						
1	Котельная № 1Н	10,32	10,32	10,32	10,32	10,32
2	Котельная № 15	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
3	Котельная № 20	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
4	Котельная № 23	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
5	Котельная № 26Н	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
6	Котельная № 28	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
7	Котельная № 29Н	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
8	Котельная № 35	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
9	Котельная № 38Н	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
10	Котельная № 40	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
11	Котельная № 42	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
12	Котельная № 43Н	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
13	Котельная № 44Н	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
14	Котельная № 47Н	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
15	Котельная № 48Н	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76
16	Котельная № 60Н	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
17	Котельная № 61	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
18	Котельная № 62	10,3	10,3	10,3	10,32	10,32
19	Котельная № 64Н	12,04	12,04	12,04	12,04	12,04
Западный ТСР						
20	Котельная № 8	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
21	Котельная № 13	7,74	7,74	6,88	6,88	6,88
22	Котельная № 22	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
23	Котельная № 25	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
24	Котельная № 27	3,225	3,19	3,192	3,191	3,191
25	Котельная № 31	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
26	Котельная № 32	8,385	7,74	7,74	7,74	7,74
27	Котельная № 33	7,095	7,095	7,095	7,095	7,095
28	Котельная № 34	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
29	Котельная № 36	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
30	Котельная № 37	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
31	Котельная № 45	8,385	8,385	8,385	8,385	8,385
32	Котельная № 46	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
33	Котельная № 49	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
34	Котельная № 50	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
35	Котельная № 51	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
36	Котельная № 52	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
37	Котельная № 53	7,095	7,095	7,095	7,095	7,095
38	Котельная № 54	7,74	7,74	4,124	4,124	4,124
39	Котельная № 55	6,88	7,74	7,095	4,125	4,125
40	Котельная № 56	6,88	7,095	7,095	7,095	7,095

41	Котельная № 57	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
42	Котельная № 58	7,74	7,74	7,31	7,74	5,67
43	Котельная № 59	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
МУП «ДзержинскЭнерго»						
44	Котельная №3	0,170	0,172	0,172	0,172	0,172
45	Котельная №7	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
46	Котельная №9	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
47	Котельная №11	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
48	Котельная №14	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
49	Котельная №21	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
50	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	0,085	0,103	0,103	0,103	0,103
51	Котельная школы №25 пос. Бабино	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
52	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
53	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0,043	0,043	0,043	0,043	0,0428
54	Котельная пос. Петряевка	0,688	0,516	0,516	0,516	0,516
55	Котельная школы №16 пос. Горбатовка,	0,430	0,430	0,430	0,430	0,43
56	Котельная пос. Горбатовка, (Поссовет)	0,050	0,050	0,050	0,050	0,0499
57	Котельная пос. Горбатовка, Восточная, 1А	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
58	Котельная пос. Гавриловка	0,040	0,040	0,040	0,040	0,0396
59	Котельная д/с №35 пос. Желнино	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
60	Котельная пос. Желнино, (Почта)	0,030	0,030	0,030	0,030	0,0301
61	Котельная бывшее трамвайное депо	2,58	2,58	2,58	2,58	0,86
62	Котельная пос. Горбатовка д/с № 147	0,17	0,17	0,17	0,17	0,1703
63	Котельная ул. Сухаренко, 10	-	-	7,74	7,74	7,74
64	Котельная пос. Пыра	4,2	4,98	4,98	4,98	4,98
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»						
65	ТЭЦ завода им. Свердлова	474,5	474,5	474,5	474,5	474,5
66	Теплопункт завода им. Свердлова	7,73	7,73	7,73	13,35	13,35
ООО «Дзержинсктеплогаз»						
67	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	2,51	2,51	4,14	4,14	4,14
68	Котельная пр. Ленина, 8а	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
69	Котельная ул. Строителей, 9в	4,65	4,65	2,5	2,5	2,5
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"						
70	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0,95	0,95	0,7	0,7	0,7
ЕТО № 2. АО «НОКК»						
71	Котельная №42	10	10	10	10	10

Обобщенные сведения по суммарной установленной мощности по теплоснабжающим организаций ГО город Дзержинск в период 2018 – 2022 гг. приведены в таблице Таблица 26

Таблица 26. Сведения по суммарным установленным тепловым мощностям с разбивкой по ТСО

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Установленная тепловая мощность на конец расчетного года				
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	ООО «Нижегородтеплогаз»	293,03	293,03	293,42	287,87	283,28
2	МУП "ДзержинскЭнерго"	10,946	10,794	19,313	19,313	17,593
3	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	7,73	7,73	7,73	7,73	13,35
5	ООО "Дзержинсктеплогаз"	8,25	8,25	8,25	7,73	7,73
6	ГБУ санаторий Пушкино	0,95	0,95	0,95	0,7	0,7

7	АО "НОКК"	10	10	10	10	10
Итого по г.о. Дзержинск		333,22	330,91	331,92	333,34	333,51

1.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельных ГО «Город Дзержинск»

Ограничения тепловой мощности оборудования котельных

Ограничения тепловой мощности котельных ГО «Город Дзержинск» находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «ДзержинскЭнерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова», АО «НОКК», ООО «Дзержинсктеплогаз» и ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» отсутствуют.

Располагаемая тепловая мощность оборудования котельных

Располагаемая тепловая мощность котельных соответствует установленной тепловой мощности, т.к. ограничения тепловой мощности котельных ГО «Город Дзержинск» отсутствуют.

1.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельных ГО «Город Дзержинск»

Выработка тепловой энергии, затраты тепловой энергии на собственные нужды, отпуск тепловой энергии с коллекторов и расход топлива на котельных ГО «Город Дзержинск» в 2023 г. в зонах действия ЕТО № 1 и ЕТО № 2 представлены в таблице 27

Таблица 27. Выработка, собственные нужды, отпуск с коллекторов источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка ТЭ котлоагрегатами, Гкал	Затраты ТЭ на собственные нужды, Гкал	Отпуск ТЭ с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"						
ООО "Нижегородтеплогаз"						
Восточный ТСП						
2	Котельная № 1Н	19 262,94	258,92	19 004,02	Газ	2 672,20
3	Котельная № 15	11 000,37	364,73	10 635,64	Газ	1 828,38
4	Котельная № 20	18 289,58	164,62	18 124,96	Газ	2 204,23
5	Котельная № 23	9 604,95	129,67	9 475,28	Газ	1 269,33
6	Котельная № 26Н	12 875,87	148,07	12 727,80	Газ	1 715,93
7	Котельная № 28	8 189,90	101,55	8 088,35	Газ	1 175,27
8	Котельная № 29Н	12 661,22	278,66	12 382,56	Газ	1 882,18
9	Котельная № 35	11 056,99	287,49	10 769,50	Газ	1 570,99
10	Котельная № 38Н	14 993,48	231,15	14 762,33	Газ	2

						222,80
11	Котельная № 40	14 689,22	168,93	14 520,29	Газ	1 869,47
12	Котельная № 42	14 043,81	158,69	13 885,12	Газ	2 073,46
13	Котельная № 43Н	12 238,97	183,59	12 055,38	Газ	1 790,86
14	Котельная № 44Н	7 595,94	41,77	7 554,17	Газ	937,15
15	Котельная № 47Н	10 894,65	111,13	10 783,52	Газ	1 397,95
16	Котельная № 48Н	29 115,55	653,57	28 461,98	Газ	4 261,66
17	Котельная № 60Н	3 531,09	66,03	3 465,06	Газ	498,1
18	Котельная № 61	16 214,55	295,61	15 918,94	Газ	2 365,58
19	Котельная № 62	17 509,20	213,60	17 295,60	Газ	2 492,74
20	Котельная № 64Н	20 919,92	384,61	20 535,31	Газ	2 874,77
Западный ТСР						
21	Котельная № 8	6 502,64	89,75	6 412,89	Газ	1 139,21
22	Котельная № 13	14 827,24	266,87	14 560,37	Газ	1 922,24
23	Котельная № 22	10 579,64	276,75	10 302,89	Газ	1 609,37
24	Котельная № 25	12 909,13	113,83	12 795,30	Газ	2 219,99
25	Котельная № 27	6 225,48	115,79	6 109,69	Газ	876,99
26	Котельная № 31	9 329,67	55,98	9 273,69	Газ	1 519,52
27	Котельная № 32	14 423,30	396,64	14 026,66	Газ	2 144,03
28	Котельная № 33	14 597,18	135,00	14 462,18	Газ	2 441,94
29	Котельная № 34	14 744,92	436,47	14 308,45	Газ	2 168,63
30	Котельная № 36	10 747,75	249,34	10 498,41	Газ	1 731,19
31	Котельная № 37	18 221,42	67,41	18 154,01	Газ	3 421,82
32	Котельная № 45	14 368,00	56,06	14 311,94	Газ	2 299,13
33	Котельная № 46	4 560,00	83,65	4 476,35	Газ	698,15
34	Котельная № 49	5 903,40	107,44	5 795,96	Газ	827,2
35	Котельная № 50	13 346,66	147,98	13 198,68	Газ	1 958,11
36	Котельная № 51	6 244,75	113,65	6 131,10	Газ	870,84
37	Котельная № 52	8 715,42	62,77	8 652,65	Газ	1 398,67
38	Котельная № 53	10 685,10	45,94	10 639,16	Газ	1 711,61
39	Котельная № 54	8 770,32	157,88	8 612,44	Газ	1 097,16
40	Котельная № 55	8 983,40	99,71	8 883,69	Газ	1 259,29
41	Котельная № 56	6 362,42	107,53	6 254,89	Газ	1 057,78
42	Котельная № 57	10 799,47	80,99	10 718,48	Газ	1 763,96
43	Котельная № 58	11 835,94	68,65	11 767,29	Газ	1

						986,87
44	Котельная № 59	12 447,78	51,04	12 396,74	Газ	1 966,41
МУП «ДзержинскЭнерго»						
45	Котельная №3	114,252	3,115	111,137	газ	39,741
46	Котельная №7	738,570	21,511	717,059	газ	133,621
47	Котельная №9	988,903	28,806	960,097	газ	169,963
48	Котельная №11	201,282	5,865	195,417	газ	26,839
49	Котельная №14	292,497	13,930	278,567	газ	22,395
50	Котельная №21	332,047	15,814	316,233	газ	16,673
51	Котельная общежития по ул. Га- стелло, 4 А	168,177	4,785	163,392	газ	12,908
52	Котельная школы №25 пос. Бабино	319,846	8,885	310,961	газ	56,089
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	212,469	5,793	206,676	газ	67,367
54	Котельная амбулатории пос. Петря- евка	41,831	1,218	40,613	газ	9,757
55	Котельная пос. Петряевка	816,704	15,266	801,438	газ	174,647
56	Котельная школы №16 пос. Горба- товка,	534,706	14,196	520,510	газ	98,126
57	Котельная пос. Горбатовка, (Посо- вет)	83,433	2,430	81,003	газ	15,861
58	Котельная пос. Горбатовка, Восточ- ная, 1А	375,931	10,442	365,489	газ	74,387
59	Котельная пос. Гавриловка	56,031	1,633	54,398	газ	10,119
60	Котельная д/с №35 пос. Желнино	86,928	2,120	84,808	газ	29,461
61	Котельная пос. Желнино, (Почта)	29,487	0,859	28,628	газ	3,496
62	Котельная бывшее трамвайное депо	328,205	15,630	312,575	газ	65,249
63	Котельная пос. Горбатовка д/с № 147	281,808	7,686	274,122	газ	63,206
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	13 258,290	362,216	12 896,074	газ	2 012,827
65	Котельная пос. Пыра	5 906,00	658,00	5 248,00	ма- зут	1 211,00
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»						
66	ТЭЦ завода им. Свердлова	665 037	0,00	665 037	Газ	129 258,00
67	Теплопункт завода им. Свердлова	9 569,00	0,00	9 569,00	Газ	0
ООО «Дзержинсктеплогаз»						
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	2 241,00	28,41	2 212,59	Газ	355
69	Котельная пр. Ленина, 8а	780	0,00	780	Газ	131
70	Котельная ул. Строителей, 9в	6 351,00	68,88	6 282,12	Газ	981
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"						
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	1 511,00	154,00	1 357,00	Газ	245,16
ЕТО № 2. АО «НОКК»						
72	Котельная №42	4 845	329	4 371	Газ	801,86

1.3.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса котельных ГО «Город Дзержинск»

Для определения срока службы котлов применяются положения, изложенные в СТО 17230282.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС.

Контроль состояния металла. Нормы и требования. В СТО 17230282.27.100.005-2008 приведен порядок определения назначенного срока службы котлов в следующих пунктах:

Пункт 5.6.10. Паровые котлы с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейные котлы с температурой воды выше 115°. Пункт 5.6.10.1. Назначенный срок службы для каждого типа котлов (экономайзеров) определяют предприятия-изготовители и указывают его в паспорте котла. При отсутствии такого указания устанавливается следующая продолжительность назначенного срока службы:

для стационарных котлов:

- паровых водотрубных 24 года;
- паровых огнетрубных (газотрубных) 20 лет;
- водогрейных всех типов 16 лет.

Продление паркового ресурса основного оборудования осуществляется на основании данных РД 10-577-03 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций».

Информация по срокам ввода в эксплуатацию и остаточному ресурсу котлов котельных ГО «Город Дзержинск» по состоянию на 2022 г. представлена в таблице 28

Таблица 28. Сведения по году ввода в эксплуатацию, году исчерпания паркового ресурса водогрейных и паровых котлов

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год исчерпания паркового ресурса	Парковый ресурс
ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»					
ООО «Нижегородтеплогаз»					
Восточный ТСП					
1	Котельная 1н	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не исчерпан
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не исчерпан
		КВГ 4,0-115Н	2001	2039	не исчерпан
2	Котельная 15	КВЖ 2,0-115Г	2001	2037	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2038	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2039	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2039	не исчерпан
3	Котельная 20	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не исчерпан
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не исчерпан
4	Котельная 23	КВЖ 2,0-115Г	2001	2037	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2038	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2039	не исчерпан
5	Котельная 26н	КВЖ-2,0-115Г	2001	2037	не исчерпан
		КВЖ-2,0-115Г	2001	2038	не исчерпан
		КВЖ-2,0-115Г	2001	2039	не исчерпан
		КВЖ-2,0-115Г	2001	2039	не исчерпан
6	Котельная 28	КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2037	не исчерпан
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2038	не исчерпан
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2039	не исчерпан
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2039	не исчерпан
7	Котельная 29н	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не исчерпан
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не исчерпан
8	Котельная 35	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не исчерпан
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не исчерпан
9	Котельная 38н	КВЖ 2,0-115Г	2002	2037	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2002	2038	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2002	2039	не исчерпан
		КВЖ 2,0-115Г	2002	2039	не исчерпан

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год истечения паркового ресурса	Парковый ресурс
10	Котельная 40	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не истощен
11	Котельная 42	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не истощен
12	Котельная 43н	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не истощен
13	Котельная 44н	КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2037	не истощен
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2038	не истощен
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2039	не истощен
		КСВа-1,25Гс ВК-32	2001	2039	не истощен
14	Котельная 47н	КВЖ 2,0-115Г	2001	2037	не истощен
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2038	не истощен
		КВЖ 2,0-115Г	2001	2039	не истощен
15	Котельная 48н	КВГ 4,0-115Н	2001	2037	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2038	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2039	не истощен
		КВГ 4,0-115Н	2001	2039	не истощен
16	Котельная 60н	DHAL HWK-1000	2007	2037	не истощен
		DHAL HWK-1000	2007	2038	не истощен
17	Котельная 61	КВЖ 3,5-115Г	2001	2037	не истощен
		КВЖ 3,5-115Г	2001	2038	не истощен
		КВЖ 3,5-115Г	2001	2039	не истощен
18	Котельная 62	КВГ 4,0-115Г	2001	2037	не истощен
		КВГ 4,0-115Г	2001	2038	не истощен
		КВГ 4,0-115Г	2001	2039	не истощен
19	Котельная 64н	КВЖ 3,5-115Г	2001	2037	не истощен
		КВЖ 3,5-115Г	2001	2038	не истощен
		КВЖ 3,5-115Г	2001	2039	не истощен
		КВЖ 3,5-115Г	2001	2039	не истощен
Западный ТСР					
20	Котельная 8	НР-18м-3	1969	2026	не истощен
		НР-18м	1969	2020	истощен
		НР-18м	1969	2020	истощен
		НР-18м	1969	2020	истощен
		НР-18м	1969	2019	истощен
		НР-18м-4	1969	2017	истощен
21	Котельная 13	КВГ-4-115Н	2021	2037	не истощен
		КВГ-4-115Н	2021	2037	не истощен
22	Котельная 22	КВЖ-2,0-115Г	2018	2034	не истощен
		КВЖ-2,0-115Г	2018	2034	не истощен
		КВЖ-2,0-115Г	2018	2034	не истощен
23	Котельная 25	НР-18м-4	1969	2033	не истощен
		НР-18м-4	1969	2033	не истощен
		НР-18м-4	1969	2028	не истощен
		НР-18м-2	1969	2025	не истощен
		НР-18м	1969	2033	не истощен
		НР-18м-4	1969	2034	не истощен
		НР-18м	1969	2021	истощен
		Энергия-3М	1969	2030	не истощен
		НР-18м-4	1969	2032	не истощен
24	Котельная 27	Геффен МВ 3,1-1000	2020	2036	не истощен
		Геффен МВ 3,1-1000	2020	2036	не истощен
		Геффен МВ 3,1-1000	2020	2036	не истощен
		Геффен МВ 3,1-530	2020	2036	не истощен
25	Котельная 31	НР-18м	1963	2028	не истощен
		НР-18м	1963	2027	не истощен
		НР-18м	1963	2027	не истощен

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год истечения паркового ресурса	Парковый ресурс
		НР-18м	1963	2023	не истощен
		НР-18м	1963	2026	не истощен
		НР-18м	1963	2026	не истощен
		НР-18м	1963	2035	не истощен
		Энергия-3М	1963	2032	не истощен
		НР-18м	1963	2036	не истощен
		НР-18м	1963	2036	не истощен
26	Котельная 32	Термотехник ТТ100-3000	2020	2036	не истощен
		Термотехник ТТ100-3000	2020	2036	не истощен
		Термотехник ТТ100-3000	2020	2036	не истощен
27	Котельная 33	НР-18м	1962	2019	истощен
		НР-18м	1962	2025	не истощен
		Энергия-3М	1962	1978	истощен
		НР-18м	1962	2019	истощен
		НР-18м	1962	2035	не истощен
		Энергия-3М	1962	2033	не истощен
		НР-18м-1	1962	2025	не истощен
		НР-18м-4	1962	2025	не истощен
		НР-18м-4	1962	2027	не истощен
		НР-18м-4	1962	2030	не истощен
		Энергия-3М	1962	1978	истощен
28	Котельная 34	КВГ-4-115Н	2019	2035	не истощен
		КВГ-4-115Н	2019	2035	не истощен
29	Котельная 36	КВГ-4-115Н	2019	2035	не истощен
		КВГ-4-115Н	2019	2035	не истощен
30	Котельная 37	НР-18м	1965	2025	не истощен
		Энергия-3М	1965	1981	истощен
		НР-18м-4	1965	2029	не истощен
		Энергия-3М	1965	2036	не истощен
		НР-18м-4	1965	2028	не истощен
		НР-18м-4	1965	2033	не истощен
		НР-18м-4	1965	2027	не истощен
		Энергия-3М	1965	2034	не истощен
		НР-18м	1965	2036	не истощен
		НР-18м	1965	2036	не истощен
		Энергия-3М	1965	1981	истощен
		НР-18м	1965	2024	не истощен
		НР-18м	1965	2035	не истощен
		НР-18м	1965	2019	истощен
31	Котельная 45	НР-18м	1961	2033	не истощен
		НР-18м	1961	2033	не истощен
		НР-18м	1961	2034	не истощен
		НР-18м	1961	2028	не истощен
		Энергия-3М	1961	2036	не истощен
		НР-18м	1961	2029	не истощен
		НР-18м	1961	2023	не истощен
		Энергия-3М	1961	2034	не истощен
		НР-18м	1961	2026	не истощен
		НР-18м	1961	2028	не истощен
		НР-18м	1961	2027	не истощен
		НР-18м	1961	2019	истощен
		НР-18м	1961	2030	не истощен
32	Котельная 46	НР-18м-4	1965	2028	не истощен
		НР-18м-4	1965	2021	истощен
		НР-18м	1965	2023	не истощен
		НР-18м-4	1965	2025	не истощен
33	Котельная 49	КВЖ-2,0-115Г	2019	2035	не истощен
		КВЖ-2,0-115Г	2019	2035	не истощен

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год истечения паркового ресурса	Парковый ресурс
34	Котельная 50	НР-18м-4	1970	2030	не истощен
		НР-18м-4	1970	2027	не истощен
		Энергия-3М	1970	1986	истощен
		НР-18м-4	1970	2027	не истощен
		НР-18м-4	1970	2032	не истощен
		НР-18м	1970	2019	истощен
		НР-18м	1970	2021	истощен
		НР-18м	1970	2020	истощен
		Энергия-3М	1970	1986	истощен
		Энергия-3М	1970	1986	истощен
		НР-18м	1970	2032	не истощен
		НР-18м	1970	2019	истощен
35	Котельная 51	Термотехник ТТ100-3000	2019	2035	не истощен
		Термотехник ТТ100-3000	2019	2035	не истощен
36	Котельная 52	НР-18м	1969	2020	истощен
		НР-18м-4	1969	2028	не истощен
		НР-18м	1969	2035	не истощен
		Энергия-3М	1969	2035	не истощен
		НР-18м-4	1969	2029	не истощен
		НР-18м-4	1969	2028	не истощен
		НР-18м-4	1969	2026	не истощен
		НР-18м	1969	2025	не истощен
		Энергия-3М	1969	1985	истощен
		Энергия-3М	1969	1985	истощен
37	Котельная 53	НР-18м	1976	2019	истощен
		НР-18м-4	1976	2019	истощен
		Энергия-3М	1976	2019	истощен
		НР-18м-4	1976	2019	истощен
		НР-18м-4	1976	2019	истощен
		Энергия-3М	1976	2019	истощен
		Энергия-3М	1976	2019	истощен
		НР-18м-4	1976	2019	истощен
		НР-18м-4	1976	2019	истощен
		Энергия-3М	1976	2019	истощен
38	Котельная 54	Геффен МВ 3.1-1000	2021	2037	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2021	2037	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2021	2037	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2021	2037	не истощен
39	Котельная 55	Геффен МВ 3.1-1000	2022	2038	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2022	2038	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2022	2038	не истощен
		Геффен МВ 3.1-1000	2022	2038	не истощен
40	Котельная 56	НР-18м	1974	2020	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		НР-18м	1974	2019	истощен
		НР-18м	1974	2032	не истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
		Энергия-3М	1974	1990	истощен
41	Котельная 57	НР-18м-4	1974	2034	не истощен
		НР-18м	1973	2021	истощен
		Энергия-3М	1973	1989	истощен
		Энергия-3М	1973	2032	не истощен
		Энергия-3М	1973	1989	истощен

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год истечения паркового ресурса	Парковый ресурс
		HP-18м	1973	2035	не истчерпан
		HP-18м	1973	2033	не истчерпан
		HP-18м-4	1973	2026	не истчерпан
		HP-18м	1973	2019	истчерпан
		Энергия-3М	1973	1989	истчерпан
		HP-18м	1973	2025	не истчерпан
		Энергия-3М	1973	1989	истчерпан
		Энергия-3М	1973	1989	истчерпан
42	Котельная 58	HP-18м	2003	2015	истчерпан
		ТТ-100-2200	2023	2048	не истчерпан
		ТТ-100-2200	2023	2048	не истчерпан
		ТТ-100-2200	2023	2048	не истчерпан
43	Котельная 59	HP-18м	1964	2021	истчерпан
		Энергия-3М	1964	2032	не истчерпан
		HP-18м-4	1964	2029	не истчерпан
		HP-18м-4	1964	2029	не истчерпан
		Энергия-3М	1964	2029	не истчерпан
		Энергия-3М	1964	2029	не истчерпан
		Энергия-3М	1964	2032	не истчерпан
		HP-18м-4	1964	2027	не истчерпан
		HP-18м	1964	2024	не истчерпан
		HP-18м-4	1964	2026	не истчерпан
		Энергия-3М	1964	1980	истчерпан
		Энергия-3М	1964	1980	истчерпан
МУП "ДзержинскЭнерго"					
44	Котельная №3	RSA-200	2020	2036	не истчерпан
45	Котельная №7	RSA-200	2017	2033	не истчерпан
		RSA-300	2017	2033	не истчерпан
46	Котельная №9	ICI REX-50	2008	2024	не истчерпан
47	Котельная №11	RSA-100	2015	2031	не истчерпан
48	Котельная №14	RSA-100	2016	2032	не истчерпан
49	Котельная №21	RSA-100	2017	2033	не истчерпан
50	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	RSA-120	2020	2036	не истчерпан
51	Котельная школы №25 пос. Бабино	RSA-150	2015	2031	не истчерпан
52	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	RSA-150	2015	2031	не истчерпан
53	Котельная амбулатории пос. Петряевка	Master-GAS Seul	2014	2030	не истчерпан
		PROTHERM JAGUAR JTV 24	2019	2035	не истчерпан
54	Котельная пос. Петряевка	RSA-300	2020	2036	не истчерпан
55	Котельная школы №16 пос. Горбатовка,	RSA-200	2014	2030	не истчерпан
		RSA-300	2014	2030	не истчерпан
56	Котельная пос. Горбатовка, (Поссовет)	Siberia АОГВ	2015	2031	не истчерпан
		Siberia АОГВ	2023	2039	не истчерпан
57	Котельная пос. Горбатовка, Восточная,1А	RSA-150 водогрейный	2014	2030	не истчерпан
58	Котельная пос. Гавриловка	Siberia АОГВ	2014	2030	не истчерпан
59	Котельная д/с №35 пос. Желнино	RSA-40	2017	2033	не истчерпан
		RSA-60	2017	2033	не истчерпан
60	Котельная пос. Желнино, (Почта)	Master-GAS Seul	2015	2031	не истчерпан
61	Котельная бывшее	RSP-500	2021	2037	не истчерпан

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Дата ввода	Год истечения паркового ресурса	Парковый ресурс
	трамвайное депо	RSP-500	2023	2039	не истерпан
62	Котельная пос. Горбатовка д/с № 147	RSA-100	2017	2033	не истерпан
63	Котельная ул. Сухаренко, 10	ECOMAX 3S-C2000	2013	2029	не истерпан
		ECOMAX 3S-C3500	2013	2029	не истерпан
		ECOMAX 3S-C3500	2013	2029	не истерпан
64	Котельная, п. Пыра	ТурбоТерм	2012	2028	не истерпан
		ТурбоТерм	2012	2028	не истерпан
		ТурбоТерм	2012	2028	не истерпан
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»					
65	ТЭЦ завода им. Свердлова	ТС-20-39	1963	1979	истерпан
		ТС-20-39	1963	1979	истерпан
		ТС-20-39	1963	1979	истерпан
		БКЗ-75-39ГМ	1966	1982	истерпан
		БКЗ-75-39ГМ	1966	1982	истерпан
		БКЗ-75-39ГМА	1979	1995	истерпан
		БКЗ-75-39ГМА	1979	1995	истерпан
		БКЗ-75-39ГМА	1980	1996	истерпан
		БКЗ-75-39ГМА	1980	1996	истерпан
		БКЗ-75-39ГМА	1981	1997	истерпан
ООО «Дзержинсктеплогаз»					
66	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	Газовый котел Logano SR 745-730 фирмы "Bureaus"	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел Logano SR 745-730	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел Logano SR 745-730	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел Logano SR 745-730	2006	2022	не истерпан
67	Котельная пр. Ленина, 8а	Газовый котел Logano SK 755	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел Logano SK 755	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел Logano SK 755	2006	2022	не истерпан
68	Котельная ул. Строителей, 9в	Газовый котел RTO-1500	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел RTO-1500	2006	2022	не истерпан
		Газовый котел RTO-1500	2006	2022	не истерпан
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"					
69	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	Super RAC 405	2018	2034	не истерпан
ЕТО № 2. АО «НОКК»					
70	Котельная АО «НОКК»	KB3-ГМ-2	2001	2017	истерпан
		KB3-ГМ-2	2001	2017	истерпан
		KB3-ГМ-2	2001	2017	истерпан
		KB3-ГМ-4	2001	2017	истерпан

1.3.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от котельных ГО «Город Дзержинск» с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Описание графиков отпуска тепловой энергии с горячей водой от источников централизованного теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск» приведены в таблице 29.

Таблица 29. Перечень источников тепловой энергии, с указанием их температурных графиков

№ п/п	Наименование объекта	Температурный график	Описание графика
ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»			
ООО «Нижегородтеплогаз»			
Восточный теплосетевой район			
1	Котельная № 1Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
2	Котельная № 15	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
3	Котельная № 20	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
4	Котельная № 23	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
5	Котельная № 26Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
6	Котельная № 28	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
7	Котельная № 29Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
8	Котельная № 35	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
9	Котельная № 38Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
10	Котельная № 40	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
11	Котельная № 42	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
12	Котельная № 43Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
13	Котельная № 44Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
14	Котельная № 47Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
15	Котельная № 48Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
16	Котельная № 60Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
17	Котельная № 61	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
18	Котельная № 62	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
19	Котельная № 64Н	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
Западный теплосетевой район			
20	Котельная № 8	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
21	Котельная № 13	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
22	Котельная № 22	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
23	Котельная № 25	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
24	Котельная № 27	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
25	Котельная № 31	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
26	Котельная № 32	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
27	Котельная № 33	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
28	Котельная № 34	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
29	Котельная № 36	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
30	Котельная № 37	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
31	Котельная № 45	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
32	Котельная № 46	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
33	Котельная № 49	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
34	Котельная № 50	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
35	Котельная № 51	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
36	Котельная № 52	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
37	Котельная № 53	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
38	Котельная № 54	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
39	Котельная № 55	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
40	Котельная № 56	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
41	Котельная № 57	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
42	Котельная № 58	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
43	Котельная № 59	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
МУП «ДзержинскЭнерго»			
1	Котельная № 3	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
2	Котельная № 7	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
3	Котельная № 9	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
4	Котельная № 11	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
5	Котельная № 14	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
6	Котельная № 21	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки

№ п/п	Наименование объекта	Температурный график	Описание графика
7	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
8	Котельная школы № 25 пос. Бабино	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
9	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
10	Котельная амбулатории пос. Петряевка	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
11	Котельная пос. Петряевка	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
12	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
13	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
14	Котельная пос. Горбатовка	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
15	Котельная пос. Гавриловка	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
16	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
17	Котельная пос. Желнино (Почта)	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
18	Котельная бывшее трамвайное депо	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
20	Котельная ул. Сухаренко, 10	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
21	Котельная пос. Пыра	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
ООО «Дзержинсктеплогаз»			
1	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
2	Котельная пр. Ленина, 8а	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
3	Котельная ул. Строителей, 9в	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"			
1	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки
ЕТО №2. АО «НОКК»			
1	Котельная №42	95/70	Тем. гр. выполнен без спрямления на ГВС и без срезки

1.3.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»

Количество выработанной тепловой энергии, установленная мощность котельной и число часов использования установленной тепловой мощности котельных ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. представлены в таблице 30.

Таблица 30. Данные по УТМ, выработке, числу часов использования УТМ с разбивкой по источникам тепловой энергии за 2023 г.

Итого за 2023 г.				
№ п/п	Наименование котельной	Установлен- ная тепловая мощность, Гкал/ч	2023 г.	
			Выра- ботка тепла, Гкал	Число часов использова- ния УТМ, час.
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"				
ООО "Нижегородтеплогаз"				
Восточный ТСР				
2	Котельная № 1Н	10,32	19262,94	1866,6
3	Котельная № 15	6,88	11000,37	1598,9

4	Котельная № 20	6,88	18289,58	2658,4
5	Котельная № 23	5,16	9604,95	1861,4
6	Котельная № 26Н	6,88	12875,87	1871,5
7	Котельная № 28	4,3	8189,9	1904,6
8	Котельная № 29Н	6,88	12661,22	1840,3
9	Котельная № 35	6,88	11056,99	1607,1
10	Котельная № 38Н	6,88	14993,48	2179,3
11	Котельная № 40	6,88	14689,22	2135,1
12	Котельная № 42	6,88	14043,81	2041,3
13	Котельная № 43Н	6,88	12238,97	1778,9
14	Котельная № 44Н	4,3	7595,94	1766,5
15	Котельная № 47Н	5,16	10894,65	2111,4
16	Котельная № 48Н	13,76	29115,55	2116,0
17	Котельная № 60Н	1,72	3531,09	2053,0
18	Котельная № 61	9,03	16214,55	1795,6
19	Котельная № 62	10,32	17509,2	1696,6
20	Котельная № 64Н	12,04	20919,92	1737,5
Западный ТСП				
21	Котельная № 8	3,87	6502,64	1680,3
22	Котельная № 13	6,88	14827,24	2155,1
23	Котельная № 22	5,16	10579,64	2050,3
24	Котельная № 25	6,45	12909,13	2001,4
25	Котельная № 27	3,191	6225,48	1951,2
26	Котельная № 31	6,45	9329,67	1446,5
27	Котельная № 32	7,74	14423,3	1863,5
28	Котельная № 33	7,095	14597,18	2057,4
29	Котельная № 34	6,88	14744,92	2143,2
30	Котельная № 36	6,88	10747,75	1562,2
31	Котельная № 37	9,03	18221,42	2017,9
32	Котельная № 45	8,385	14368	1713,5
33	Котельная № 46	2,58	4560	1767,4
34	Котельная № 49	3,44	5903,4	1716,1
35	Котельная № 50	7,74	13346,66	1724,4
36	Котельная № 51	3,44	6244,75	1815,3
37	Котельная № 52	6,45	8715,42	1351,2
38	Котельная № 53	7,095	10685,1	1506,0
39	Котельная № 54	4,124	8770,32	2126,7
40	Котельная № 55	4,125	8983,4	2178,0
41	Котельная № 56	7,095	6362,42	896,7
42	Котельная № 57	7,74	10799,47	1395,3
43	Котельная № 58	5,67	11835,94	1529,2
44	Котельная № 59	7,74	12447,78	1608,2
МУП «ДзержинскЭнерго»				
45	Котельная № 3	0,172	114,252	664,3
46	Котельная № 7	0,43	738,57	1717,7
47	Котельная № 9	0,86	988,903	1149,9
48	Котельная № 11	0,103	201,282	1950,3
49	Котельная № 14	0,103	292,497	2834,5
50	Котельная № 21	0,103	332,047	3218,0
51	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	0,103	168,177	1632,7

52	Котельная школы № 25 пос. Бабино	0,258	319,846	1239,8
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0,258	212,469	823,4
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0,043	41,831	978,4
55	Котельная пос. Петряевка	0,516	816,704	1582,8
56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	0,43	534,706	1243,5
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	0,049	375,931	7671,7
58	Котельная пос. Горбатовка	0,258	83,433	323,4
59	Котельная пос. Гавриловка	0,04	56,031	1416,0
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	0,086	86,928	1011,0
61	Котельная пос. Желнино (Почта)	0,03	29,487	980,4
62	Котельная бывшее трамвайное депо	0,86	328,205	127,2
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	0,17	281,808	1654,7
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	7,74	13258,29	1713,0
65	Котельная пос. Пыра	4,98	5906	1185,9
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»				
66	ТЭЦ завода им. Свердлова	474,5	665037	1401,5
67	Теплопункт завода им. Свердлова	13,35	9569	716,8
ООО «Дзержинсктеплогаз»				
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	4,14	2241	541,3
69	Котельная пр. Ленина, 8а	1,09	780	715,6
70	Котельная ул. Строителей, 9в	2,5	6351	2540,4
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"				
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0,7	1511	2158,6
ЕТО № 2. АО «НОКК»				
72	Котельная №42	10	4 845	507,4
Сумма по г.о. Дзержинск		807,2	1236320,6	122577,1

1.3.8. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети от котельных ГО «Город Дзержинск»

Учет отпуска тепловой энергии от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» производится измерительным комплексом с тепловычислителем СПТ 961М Метран-3ПР.

Котельные Восточного ТСР (19 ед.) полностью оборудованы приборами учета. Котельные Западного ТСР (24 ед.) оснащены узлами учета отпуска тепловой энергии.

У АО «НОКК» имеется единая диспетчерская служба. Исходя из отчётов единой диспетчерской службы АО «НОКК» в 2023 г. на котельной №42 не было зафиксировано ни одного технологического нарушения.

Учет отпуска тепловой энергии от котельных МУП «ДзержинскЭнерго», ООО «Дзержинсктеплогаз», ГБУ санаторий «Пушкино» проводится расчетным способом, приборов учета на котельных не установлено.

1.3.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования котельных ГО «Город Дзержинск»

В период 2018-2023 гг. на котельных, находящихся на балансе ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК», ООО «Дзержинсктеплогаз» и ГБУ санаторий «Пушкино» не велся подробный перечень технологических нарушений.

1.3.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных ГО «Город Дзержинск»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования котельных, расположенных в ГО «Город Дзержинск», отсутствуют.

1.3.11. Описание изменений технических характеристик основного оборудования котельных ГО «Город Дзержинск», зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск», завершено техническое перевооружение котельной №58 ООО «Нижегородтеплогаз» с заменой основного и вспомогательного тепломеханического оборудования.

Часть 2. Тепловые сети, сооружения на них в ГО «Город Дзержинск»

2.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

2.1.1. Обобщенная характеристика систем теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» по состоянию на 01.01.2024 г.

Передача тепловой энергии от источников выработки тепла до потребителей осуществляется по двух- и четырехтрубным тепловым сетям. Основным теплоносителем – сетевая вода. **На обслуживании теплоснабжающей организации филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» находятся тепловые сети общей протяженностью 346,068 км (в однострубно́м исчислении), в т.ч.:**

- магистральные – 61,001 км;
- распределительные и квартальные – 209,103 км;
- сети горячего водоснабжения – 75,963 км – входят в длину квартальных сетей.

Схема тепловой сети – двухтрубная, четырехтрубная закрытая.

Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» обслуживает собственные магистральные сети и сети по концессионным соглашениям:

- магистральные и квартальные тепловые сети, запитанные от ТЭЦ;
- абонентские вводы жилых домов, социальные и промышленные объекты и прочие, запитанные от газовых котельных;

Сетевая вода в тепловую сеть от Дзержинской ТЭЦ подается по трубопроводу диаметром 1400 мм до тепловой камеры ТЭЦ, далее – по двум очередям магистральных трубопроводов диаметром 800 мм.

От 43 котельных, эксплуатируемых ООО «Нижегородтеплогаз» проложены 2-х и 4-х трубные тепловые сети общей протяженностью 155,63 км в однострубно́м исчислении, в т.ч.: сети отопления – 141,62 км, сети ГВС – 14,01 км. Границей эксплуатационной ответственности между ООО «Нижегородтеплогаз» и абонентами является последняя тепловая камера перед отапливаемым зданием. Частично абонентские вводы на объекты обслуживает Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс».

На обслуживании МУП «ДзержинскЭнерго» находится 16,52 км сетей. Частично абонентские вводы на объекты обслуживает Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс», также в зону эксплуатационной ответственности входит обеспечение тепловой энергией потребителей пос. Пыра. Протяженность сетей в однострубно́м исчислении от котельной пос. Пыра составляет 5 713 м.

В зону эксплуатационной ответственности ГБУ санаторий «Пушкино» входит обеспечение тепловой энергией потребителей в пос. Желнино. Протяженность сетей от котельной в однострубно́м исчислении составляет 620 м.

В зону эксплуатационной ответственности АО «НОКК» входит обеспечение тепловой энергией части потребителей пос. Горбатовка. Протяженность сетей от котельной в однострубно́м исчислении составляет 2497 п.м. Характеристика тепловых сетей от источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» приведена в таблице 31

Технические характеристики паропровода от ТЭЦ завода им. Свердлова по которому производится отпуск тепла потребителям в городе:

- паропровод диаметром 500/ 400 мм от ТЭЦ до теплопункта бетонного участка общей протяженностью 2580 м, в том числе диаметром 500 мм 605 м, диаметром 400 мм -1975 м;
- прокладка надземная по эстакадам различной высоты, участки перехода железнодорожных путей выполнены подземно в металлических футлярах;
- теплоизоляция толщиной 120 мм минераловатными плитами в два слоя с покровным слоем из оцинкованной листовой стали;
- расчетные параметры трубопровода водяного пара 0,6 МПа ,250 °С;
- рабочие параметры водяного пара 0,2 МПа,235 °С (при необходимости рабочие параметры пара могут быть увеличены до требуемой величины).

Частично абонентские вводы на объекты обслуживает Нижегородский филиал ПАО «Т Плюс».

Таблица 31. Структура тепловых сетей ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация	Теплосетевая организация	Назначение трубопроводов	Средний по МХ год прокладки	Средний диаметр, мм	Длина труб- в в однотр. исчислении, м	МХ трубопроводов, м ²	Внутр. объём труб-в, м ³
ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»									
1	Дзержинская ТЭЦ	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	2009	621	60 871,0	40 596,5	17 276,3
				Квартальные в т.ч.	2002	117	223 902,2	33 495,47	4 191,8
				- сети отопления	1999	132	153 446,1	25 882,9	3 691,4
				- сети ГВС	2005	87	70 456,2	7 612,6	500,4
				Сумма	2002	150	284 773,3	74 091,99	21 468,1
2	Котельная № 1Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1961	95	1 255,00	136,9	11,7
				- сети отопления	1961	95	1 255,00	136,9	11,7
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1961	95	1 255,00	136,9	11,7
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	285	242,98	69,14	15,44
				Квартальные в т.ч.	2018	119	4 660,00	578,81	42,56
				- сети отопления	2018	128	3 920,00	523,12	40,55
				- сети ГВС	2015	72	740	53,34	3,02
				Сумма	2017	136	4 902,98	690,36	61,59
			Сумма	Магистральные	2002	285	242,98	69,14	15,44
				Квартальные в т.ч.	2006	119	5 915,00	704,58	65,88
				- сети отопления	2004	125	5 175,00	648,89	63,87
				- сети ГВС	2015	72	740	53,34	3,02
				Сумма	2005	133	6 157,98	816,13	84,91
3	Котельная № 15	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1995	86	1 363,00	118,3	6,9

				- сети отопле- ния	1991	97	845	85,5	5,9
				- сети ГВС	2002	46	518	32,52	0,9
				Сумма	1995	86	1 363,00	118,3	6,9
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2001	273	118	32,21	6,9
				Квартальные в т.ч.	2006	142	2 226,00	306,82	23
				- сети отопле- ния	2006	140	1 729,60	245,05	20,03
				- сети ГВС	2008	125	496,4	49,5	2,37
				Сумма	2006	165	2 344,00	377,98	35,27
			Сумма	Магистральные	2001	273	118	32,21	6,9
				Квартальные в т.ч.	2002	114	3 589,00	410,16	36,8
				- сети отопле- ния	2001	126	2 574,60	323,54	31,92
				- сети ГВС	2005	73	1 014,40	74,36	4,28
				Сумма	2002	130	3 707,00	481,33	49,06
4	Котельная № 20	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	92	865,4	90,9	6,6
				- сети отопле- ния	2001	92	865,4	90,9	6,6
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	92	865,4	90,9	6,6
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2004	273	939,2	256,4	54,95
				Квартальные в т.ч.	1998	148	2 825,38	421,91	41,23
				- сети отопле- ния	1998	148	2 825,38	421,91	41,23
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2000	170	3 764,58	643,86	76,6
			Сумма	Магистральные	2004	273	939,2	256,4	54,95
				Квартальные в т.ч.	1999	137	3 690,78	505,56	54,36
				- сети отопле- ния	1999	137	3 690,78	505,56	54,36
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

				Сумма	2000	157	4 629,98	727,51	89,74
5	Котельная № 23	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	65	942	76,3	4,1
				- сети отопления	2001	65	942	76,3	4,1
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	65	942	76,3	4,1
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	563	153,7	32,94
				Квартальные в т.ч.	1996	135	1 882,80	259,89	21,68
				- сети отопления	1996	135	1 882,80	259,89	21,68
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1997	164	2 445,80	407,94	44,27
			Сумма	Магистральные	2002	273	563	153,7	32,94
				Квартальные в т.ч.	1999	116	2 824,80	327,45	29,8
				- сети отопления	1999	116	2 824,80	327,45	29,8
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1999	140	3 387,80	475,5	52,39
6	Котельная № 26Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2002	90	715	69,3	4,4
				- сети отопления	2002	90	715	69,3	4,4
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	90	715	69,3	4,4
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	140	38,22	8,19
				Квартальные в т.ч.	2000	171	1 767,40	303,84	33,7
				- сети отопления	2000	171	1 767,40	303,84	33,7
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	187	1 907,40	357,36	44,04
			Сумма	Магистральные	2002	273	140	38,22	8,19

				Квартальные в т.ч.	2001	148	2 482,40	366,94	42,58
				- сети отопления	2001	148	2 482,40	366,94	42,58
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	160	2 622,40	420,46	52,92
7	Котельная № 28	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	70	1 142,00	94,7	4,9
				- сети отопления	2001	70	1 142,00	94,7	4,9
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	70	1 142,00	94,7	4,9
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1993	235	507,2	124,44	10,76
				- сети отопления	1993	235	507,2	124,44	10,76
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1993	235	507,2	124,44	10,76
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1999	126	1 649,20	207,74	20,54
				- сети отопления	1999	126	1 649,20	207,74	20,54
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1999	126	1 649,20	207,74	20,54
8	Котельная № 29Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	66	1 714,00	143,5	8,5
				- сети отопления	2001	66	1 714,00	143,5	8,5
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	66	1 714,00	143,5	8,5
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2004	273	321,2	87,69	18,79
				Квартальные в т.ч.	2007	113	3 294,32	387,36	24,97

				- сети отопле- ния	2007	113	3 294,32	387,36	24,97
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2006	132	3 615,52	492,33	40,05
			Сумма	Магистральные	2004	273	321,2	87,69	18,79
				Квартальные в т.ч.	2005	103	5 008,32	517,07	41,91
				- сети отопле- ния	2005	103	5 008,32	517,07	41,91
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	117	5 329,52	622,03	56,99
				9	Котельная № 35	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0
Квартальные в т.ч.	2001	68	1 612,00					139,22	9,4
- сети отопле- ния	2001	68	1 612,00					139,22	9,4
- сети ГВС	0	0	0					0	0
Сумма	2001	68	1 612,00					139,22	9,4
ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	0	0				0	0	0
	Квартальные в т.ч.	1999	186				1 451,40	305,57	28,36
	- сети отопле- ния	1999	186				1 451,40	305,57	28,36
	- сети ГВС	0	0				0	0	0
	Сумма	1999	186				1 451,40	305,57	28,36
Сумма	Магистральные	0	0				0	0	0
	Квартальные в т.ч.	2000	140				3 063,40	428,93	47,15
	- сети отопле- ния	2000	140				3 063,40	428,93	47,15
	- сети ГВС	0	0				0	0	0
	Сумма	2000	140				3 063,40	428,93	47,15
10	Котельная № 38Н	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1991	49,9	3 359,00	194,37	7,2
				- сети отопле- ния	1991	49,9	3 359,00	194,37	7,2
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

				Сумма	1991	49,9	3 359,00	194,37	7,2
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2004	273	768	209,66	44,93
				Квартальные в т.ч.	2020	135	5 664,00	769,46	62,95
				- сети отопления	2020	135	5 664,00	769,46	62,95
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2018	158	6 432,00	1 021,09	100,03
			Сумма	Магистральные	2004	273	768	209,66	44,93
				Квартальные в т.ч.	2009	105	9 023,00	943,92	77,52
				- сети отопления	2009	105	9 023,00	943,92	77,52
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
11	Котельная № 40	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Сумма	2008	122	9 791,00	1 195,56	114,6
				Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	90	996	101,2	7,3
				- сети отопления	2001	90	996	101,2	7,3
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Сумма	2001	90	996	101,2	7,3
				Магистральные	2002	273	287,24	78,42	16,81
				Квартальные в т.ч.	2004	142	2 052,56	298,65	24,88
				- сети отопления	2004	142	2 052,56	298,65	24,88
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2004	168	2 339,80	399,85	42,54
			Сумма	Магистральные	2002	273	287,24	78,42	16,81
				Квартальные в т.ч.	2003	128	3 048,56	391,39	39,44
				- сети отопления	2003	128	3 048,56	391,39	39,44
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2003	148	3 335,80	492,59	57,1
12	Котельная № 42			Магистральные	0	0	0	0	0

		ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Квартальные в т.ч.	2002	80	1 781,00	150,7	8,3
				- сети отопления	2002	80	1 781,00	150,7	8,3
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	80	1 781,00	150,7	8,3
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	84	22,93	4,91
				Квартальные в т.ч.	2003	202	1 796,94	372,74	39,79
				- сети отопления	2003	202	1 796,94	372,74	39,79
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	210	1 880,94	404,68	45,65
			Сумма	Магистральные	2002	273	84	22,93	4,91
				Квартальные в т.ч.	2002	142	3 577,94	506,75	56,34
				- сети отопления	2002	142	3 577,94	506,75	56,34
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	147	3 661,94	538,69	62,21
13	Котельная № 43Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	98	414	41,25	2,8
				- сети отопления	2001	98	414	41,25	2,8
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	98	414	41,25	2,8
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	488	133,22	28,55
				Квартальные в т.ч.	2008	144	2 065,80	300,19	30,51
				- сети отопления	2008	144	2 065,80	300,19	30,51
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2006	175	2 553,80	447,85	56,73
			Сумма	Магистральные	2002	273	488	133,22	28,55
				Квартальные в т.ч.	2007	136	2 479,80	337,75	36,11

				- сети отопле- ния	2007	136	2 479,80	337,75	36,11
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2006	164	2 967,80	485,41	62,32
14	Котельная № 44Н	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	92	490	48,58	3,2
				- сети отопле- ния	2001	92	490	48,58	3,2
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	92	490	48,58	3,2
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2009	190	733	140,07	15,42
				- сети отопле- ния	2009	190	733	140,07	15,42
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2009	190	733	140,07	15,42
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2006	151	1 223,00	184,46	21,84
				- сети отопле- ния	2006	151	1 223,00	184,46	21,84
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2006	151	1 223,00	184,46	21,84
15	Котельная № 47Н	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	88	1 704,00	156,3	9,7
				- сети отопле- ния	2001	88	1 704,00	156,3	9,7
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2001	88	1 704,00	156,3	9,7
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2002	273	46	12,56	2,69
				Квартальные в т.ч.	2008	233	1 091,60	261,99	26,37
				- сети отопле- ния	2008	233	1 091,60	261,99	26,37
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

			Сумма	Сумма	2008	255	1 137,60	298,26	34,08
				Сумма	Магистральные	2002	273	46	2,69
					Квартальные в т.ч.	2004	144	2 795,60	403,64
					- сети отопления	2004	144	2 795,60	403,64
					- сети ГВС	0	0	0	0
					Сумма	2004	155	2 841,60	439,91
16	Котельная № 48Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1985	73	2 864,00	259,3	16,6
				- сети отопления	1979	105	1 760,00	195,8	15,0
				- сети ГВС	1996	20	1 104,00	63,4	1,6
				Сумма	1985	73	2 864,00	259,3	16,6
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2004	294	811	238,27	54,95
				Квартальные в т.ч.	2013	166	5 826,00	946,49	91,11
				- сети отопления	2016	187	3 188,00	600,91	67,1
				- сети ГВС	2009	138	2 638,00	341,73	28,23
				Сумма	2012	190	6 637,00	1 242,26	145,05
			Сумма	Магистральные	2004	294	811	238,27	54,95
				Квартальные в т.ч.	2004	135	8 690,00	1 172,66	124,22
				- сети отопления	2003	158	4 948,00	782,39	97,11
				- сети ГВС	2005	103	3 742,00	386,42	31,33
				Сумма	2004	155	9 501,00	1 468,43	178,16
17	Котельная № 60Н	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1955	87	258	24,41	1,5
				- сети отопления	1955	87	258	24,41	1,5
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1955	87	258	24,41	1,5
				Магистральные	0	0	0	0	0

			ООО «Нижегород-теплогаз»	Квартальные в т.ч.	2005	125	405	50,75	3,27
				- сети отопления	2005	125	405	50,75	3,27
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	125	405	50,75	3,27
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2005	110	663	72,91	6,29
				- сети отопления	2005	110	663	72,91	6,29
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	110	663	72,91	6,29
18	Котельная № 61	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	69	2 806,00	210,88	11,5
				- сети отопления	2000	85	2 112,00	172,5	10,4
				- сети ГВС	2001	21	694	38,05	1,1
				Сумма	2001	69	2 806,00	210,88	11,5
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	213,4	58,26	12,49
				Квартальные в т.ч.	2006	133	4 533,20	610,66	44,81
				- сети отопления	2005	138	3 723,80	537,47	43,96
				- сети ГВС	2012	109	809,4	73,95	3,36
				Сумма	2006	149	4 746,60	713,99	61,1
			Сумма	Магистральные	2002	273	213,4	58,26	12,49
				Квартальные в т.ч.	2004	108	7 339,20	795,75	67,73
				- сети отопления	2003	119	5 835,80	693,52	64,7
				- сети ГВС	2007	69	1 503,40	102,98	5,54
				Сумма	2004	119	7 552,60	899,08	84,02
19	Котельная № 62	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1999	84	1 502,00	137,3	8,1

				- сети отопле- ния	1999	84	1 502,00	137,3	8,1
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1999	84	1 502,00	137,3	8,1
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2006	290	757,2	219,84	50,1
				Квартальные в т.ч.	2009	133	2 746,60	368,19	28,42
				- сети отопле- ния	2009	133	2 746,60	368,19	28,42
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2008	168	3 503,80	591,45	63,92
			Сумма	Магистральные	2006	290	757,2	219,84	50,1
				Квартальные в т.ч.	2005	116	4 248,60	491,88	44,7
				- сети отопле- ния	2005	116	4 248,60	491,88	44,7
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	143	5 005,80	715,14	80,2
20	Котельная № 64Н	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2001	74	7 125,80	519,8	27,8
				- сети отопле- ния	2001	77	6830,4	508,34	27,6
				- сети ГВС	2001	14	294	11,47	0,2
				Сумма	2001	74	7 125,80	466,56	55,6
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2002	321	2 775,20	891,25	224,69
				Квартальные в т.ч.	2018	142	8 674,20	1 298,03	99,11
				- сети отопле- ния	2018	145	7 956,20	1 220,63	94,39
				- сети ГВС	2011	117	718	80,17	5,7
				Сумма	2013	200	11 449,40	2 358,35	281,65
			Сумма	Магистральные	2002	321	2 775,20	891,25	224,69
				Квартальные в т.ч.	2010	112	15 800,00	1 764,59	154,7
				- сети отопле- ния	2010	114	14 788,00	1 678,82	149,61
				- сети ГВС	2008	88	1 012,00	88,55	6,08

				Сумма	2009	152	18 575,20	2 824,92	337,25
21	Котельная № 8	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1988	105	608	63,71	4,7
				- сети отопления	1988	105	608	63,71	4,7
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1988	105	608	63,71	4,7
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1988	246	802	198,12	28,51
				- сети отопления	1988	246	802	198,12	28,51
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1988	246	802	198,12	28,51
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1988	189	1 342,00	253,56	37,61
				- сети отопления	1988	189	1 342,00	253,56	37,61
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1988	189	1 342,00	253,56	37,61
22	Котельная № 13	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1979	81	1 761,00	143,56	8,2
				- сети отопления	1979	81	1 761,00	143,56	8,2
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1979	81	1 761,00	143,56	8,2
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2011	308	220	67,69	16,35
				Квартальные в т.ч.	2005	157	2 292,60	373,54	32,59
				- сети отопления	2005	157	2 292,60	373,54	32,59
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	169	2 512,60	437,61	42,67
			Сумма	Магистральные	2011	308	220	67,69	16,35

				Квартальные в т.ч.	2005	124	4 053,60	503,05	49,01
				- сети отопления	2005	124	4 053,60	503,05	49,01
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2005	133	4 273,60	567,12	59,08
23	Котельная № 22	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1975	76	2 108,0	181,3	10,4
				- сети отопления	1975	76	2 086,0	179,88	10,4
				- сети ГВС	2022	55	22	1,41	0,1
				Сумма	1975	81	2 100,00	162,43	20,65
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2018	273	25	6,83	1,46
				Квартальные в т.ч.	2007	165	1 876,00	317,18	24,76
				- сети отопления	2006	207	1 314,00	278,67	24,22
				- сети ГВС	2012	90	562	50,12	3,45
				Сумма	2007	183	1 901,00	354,07	31,69
			Сумма	Магистральные	2018	273	25	6,83	1,46
				Квартальные в т.ч.	2007	121	3 976,00	479,61	45,42
				- сети отопления	2006	130	3 396,00	440,29	44,81
				- сети ГВС	2011	88	580	50,93	3,51
				Сумма	2007	129	4 001,00	516,5	52,34
24	Котельная № 25	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1980	108	965	111,73	9,0
				- сети отопления	1981	111	925	108,7	8,8
				- сети ГВС	1969	33	40	3,04	0,2
				Сумма	1980	108	965	111,73	9,0
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2016	310	609,8	189,13	46,04
				Квартальные в т.ч.	2019	175	2 343,00	411,23	45,04

				- сети отопле- ния	2018	177	2 379,00	422,22	47,45
				- сети ГВС	1965	29	-36	-2,35	-0,25
				Сумма	2018	206	2 952,80	607,02	83,33
			Сумма	Магистральные	2016	310	609,8	189,13	46,04
				Квартальные в т.ч.	2008	156	3 308,00	515,1	62,96
				- сети отопле- ния	2008	158	3 304,00	523,49	65,11
				- сети ГВС	2005	63	4	0,25	0,01
				Сумма	2009	181	3 917,80	710,89	101,26
25	Котельная № 27	ООО «Нижегород- теплогаз»	ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1980	89	2 361,4	230,08	17,0
				- сети отопле- ния	1980	89	2 361,4	230,08	17,0
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1980	89	2 361,4	230,08	17,0
26	Котельная № 31	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1966	108	1 023,00	124,3	10,8
				- сети отопле- ния	1966	108	1 023,00	124,3	10,8
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1966	108	1 023,00	124,3	10,8
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	1988	273	1 072,80	292,87	62,76
				Квартальные в т.ч.	2011	199	994,6	203,94	18,17
				- сети отопле- ния	2011	199	994,6	203,94	18,17
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2020	249	2 067,40	521,43	81,53
			Сумма	Магистральные	1988	273	1 072,80	292,87	62,76
				Квартальные в т.ч.	2011	158	2 017,60	319,65	39,75
				- сети отопле- ния	2011	158	2 017,60	319,65	39,75
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

				Сумма	2001	206	3 090,40	637,14	103,11
27	Котельная № 32	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1970	100	1 222,00	127,29	9,4
				- сети отопления	1970	100	1 222,00	127,29	9,4
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1970	100	1 222,00	127,29	9,4
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2016	325	118,6	38,55	9,83
				Квартальные в т.ч.	2002	162	1 895,80	316,84	28,38
				- сети отопления	2002	162	1 895,80	316,84	28,38
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2003	181	2 014,40	374,85	39,65
			Сумма	Магистральные	2016	325	118,6	38,55	9,83
				Квартальные в т.ч.	2002	139	3 117,80	433,03	47,21
				- сети отопления	2002	139	3 117,80	433,03	47,21
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2003	152	3 236,40	491,04	58,48
28	Котельная № 33	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1970	85	2 063,0	193,0	12,1
				- сети отопления	1971	86	2 021,0	1906	12,0
				- сети ГВС	1962	57	42	2,4	0,1
				Сумма	1970	85	2 063,0	193,0	12,1
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2002	273	217	59,24	12,7
				Квартальные в т.ч.	2003	133	2 586,00	350,95	17,62
				- сети отопления	2003	162	1 592,00	265,16	12,66
				- сети ГВС	2007	62	994	60,84	2,84
				Сумма	2003	145	2 803,00	411,53	26,31
			Сумма	Магистральные	2002	273	217	59,24	12,7

				Квартальные в т.ч.	2003	112	5 265,00	587,8	51,51
				- сети отопления	2003	118	4 229,00	499,91	46,39
				- сети ГВС	2005	61	1 036,00	62,94	3
				Сумма	2003	118	5 482,00	648,38	60,2
29	Котельная № 34	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1988	110	2292,0	234,1	17,5
				- сети отопления	1990	120	1811,0	205,6	16,6
				- сети ГВС	1984	48	481	28,47	0,9
				Сумма	1988	110	2292,0	234,1	17,5
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	1992	273	756	206,39	44,23
				Квартальные в т.ч.	2022	152	2 626,00	393,77	27,66
				- сети отопления	2006	203	1 303,00	271,13	25,99
				- сети ГВС	2013	72	1 323,00	84,53	3,28
				Сумма	2015	183	3 382,00	613,14	64,55
			Сумма	Магистральные	1992	273	756	206,39	44,23
				Квартальные в т.ч.	2009	129	4 322,00	558,55	56,66
				- сети отопления	2006	164	2 518,00	413,46	53,29
				- сети ГВС	2013	59	1 804,00	106,98	4,98
				Сумма	2006	153	5 078,00	777,92	93,55
30	Котельная № 36	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1972	95	972	88,5	5,4
				- сети отопления	1972	95	972	88,5	5,4
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1972	95	972	88,5	5,4
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2019	273	23,2	6,33	1,36
				Квартальные в т.ч.	2019	179	3 009,20	544,36	65,95

				- сети отопле- ния	2019	179	3 009,20	544,36	65,95
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2020	189	3 032,40	579,68	74,4
			Сумма	Магистральные	2019	273	23,2	6,33	1,36
				Квартальные в т.ч.	2008	157	3 975,20	623,14	76,68
				- сети отопле- ния	2008	157	3 975,20	623,14	76,68
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2009	165	3 998,40	658,46	85,12
				Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1965	106	1 418,00	152,2	11,4
31	Котельная № 37	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	- сети отопле- ния	1965	106	1 418,00	152,2	11,4
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1965	106	1 418,00	152,2	11,4
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2012	320	1 078,20	344,81	86,56
				Квартальные в т.ч.	2020	190	2 046,00	394,27	42,13
				- сети отопле- ния	2020	190	2 046,00	394,27	42,13
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2018	247	3 124,20	775,39	122,31
			Сумма	Магистральные	2012	320	1 078,20	344,81	86,56
				Квартальные в т.ч.	1998	154	3 464,00	534,98	64,86
				- сети отопле- ния	1998	154	3 464,00	534,98	64,86
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	202	4 542,20	916,1	145,04
32	Котельная № 45	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1961	106	1 216,00	135,6	10,5
				- сети отопле- ния	1961	106	1 216,00	135,6	10,5
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

33	Котельная № 46	ООО «Нижегород-теплогаз»	Сумма	1961	106	1 216,00	135,6	10,5
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2018	299	252,6	17,73
				Квартальные в т.ч.	2004	156	2 524,00	397,34
				- сети отопления	2004	156	2 524,00	397,34
				- сети ГВС	0	0	0	0
				Сумма	2005	173	2 776,60	483,5
			Сумма	Магистральные	2018	299	252,6	17,73
				Квартальные в т.ч.	2004	140	3 740,00	522,95
				- сети отопления	2004	140	3 740,00	522,95
				- сети ГВС	0	0	0	0
				Сумма	2005	153	3 992,60	609,11
		ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1965	90	556	46,3
				- сети отопления	1965	94	278	28,24
				- сети ГВС	1966	65	278	18,1
				Сумма	1965	90	556	46,3
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2008	132	1 313,76	167,57
				- сети отопления	2021	133	804,76	107,02
				- сети ГВС	2010	116	509	52,23
				Сумма	2008	132	1 313,76	167,57
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2008	111	1 869,76	206,97
				- сети отопления	2007	123	1 082,76	132,94
				- сети ГВС	2010	84	787	65,71
				Сумма	2008	111	1 869,76	206,97
34	Котельная № 49			Магистральные	0	0	0	0

		ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Квартальные в т.ч.	1970	65	771	53,94	2,4
				- сети отопления	1970	65	771	53,94	2,4
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1970	65	771	53,94	2,4
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2012	144	3 243,20	471,39	47,87
				- сети отопления	2012	144	3 243,20	471,39	47,87
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2012	144	3 243,20	471,39	47,87
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2004	129	4 014,20	518,66	52,61
				- сети отопления	2004	129	4 014,20	518,66	52,61
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2004	129	4 014,20	518,66	52,61
35	Котельная № 50	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1970	102	946	102,1	8,2
				- сети отопления	1970	117	786	91,76	7,8
				- сети ГВС	1970	61	160	10,4	0,3
				Сумма	1970	102	946	102,1	8,2
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2013	325	24,8	8,06	2,06
				Квартальные в т.ч.	2005	207	1 924,20	400,79	50,52
				- сети отопления	2003	212	1 617,20	350,51	46,33
				- сети ГВС	2009	60	307	13,81	0,07
				Сумма	2006	214	1 949,00	419,32	55,01
			Сумма	Магистральные	2013	325	24,8	8,06	2,06
				Квартальные в т.ч.	1994	172	2 870,20	494,4	66,85

				- сети отопле- ния	1992	181	2 403,20	435,15	61,85
				- сети ГВС	2009	49	467	22,79	0,87
				Сумма	1994	177	2 895,00	512,94	71,34
36	Котельная № 51	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1969	115	498	60,0	5,1
				- сети отопле- ния	1969	115	498	55,98	10,11
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1969	115	498	55,98	10,11
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2015	273	12	3,28	0,7
				Квартальные в т.ч.	2015	243	512	125,9	15,6
				- сети отопле- ния	2015	243	512	125,9	15,6
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2018	255	524	134,85	17,85
			Сумма	Магистральные	2015	273	12	3,28	0,7
				Квартальные в т.ч.	1992	180	1 010,00	181,88	25,71
				- сети отопле- ния	1992	180	1 010,00	181,88	25,71
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1994	187	1 022,00	190,82	27,97
37	Котельная № 52	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1969	127	480	54,75	10,88
				- сети отопле- ния	1969	127	480	54,75	10,88
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1969	127	480	54,75	10,88
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	1995	325	34	11,05	2,82
				Квартальные в т.ч.	2006	182	1 174,20	219,72	24,87
				- сети отопле- ния	2006	182	1 174,20	219,72	24,87
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

				Сумма	2005	197	1 208,20	243,89	30,59
			Сумма	Магистральные	1995	325	34	11,05	2,82
				Квартальные в т.ч.	1995	166	1 654,20	274,47	35,75
				- сети отопле- ния	1995	166	1 654,20	274,47	35,75
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1995	177	1 688,20	298,64	41,47
38	Котельная № 53	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1976	111	672	72,32	12,57
				- сети отопле- ния	1976	111	672	72,32	12,57
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1976	111	672	72,32	12,57
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	1976	325	571	185,58	47,34
				Квартальные в т.ч.	1996	177	1 772,00	315,13	35,64
				- сети отопле- ния	1996	177	1 772,00	315,13	35,64
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1990	228	2 343,00	536,58	83,96
			Сумма	Магистральные	1976	325	571	185,58	47,34
				Квартальные в т.ч.	1990	159	2 444,00	387,45	48,22
				- сети отопле- ния	1990	159	2 444,00	387,45	48,22
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1987	202	3 015,00	608,9	96,53
39	Котельная № 54	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1975	107	698	73,98	12,48
				- сети отопле- ния	1975	107	698	73,98	12,48
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1975	107	698	73,98	12,48
				Магистральные	2006	290	243,6	70,73	16,12

			ООО «Нижегород-теплогаз»	Квартальные в т.ч.	2019	161	1 190,00	192,23	16,99
				- сети отопления	2019	161	1 190,00	192,23	16,99
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2017	197	1 433,60	282,75	34,39
			Сумма	Магистральные	2006	290	243,6	70,73	16,12
				Квартальные в т.ч.	2003	141	1 888,00	266,21	29,47
				- сети отопления	2003	141	1 888,00	266,21	29,47
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2003	167	2 131,60	356,73	46,86
40	Котельная № 55	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1974	93	382	34,98	5,13
				- сети отопления	1974	93	382	34,98	5,13
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1974	93	382	34,98	5,13
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	1974	299	108,2	32,35	7,59
				Квартальные в т.ч.	2008	172	1 188,00	204,54	23,56
				- сети отопления	2008	172	1 188,00	204,54	23,56
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2004	191	1 296,20	248,36	32,43
			Сумма	Магистральные	1974	299	108,2	32,35	7,59
				Квартальные в т.ч.	2000	153	1 570,00	239,52	28,69
				- сети отопления	2000	153	1 570,00	239,52	28,69
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1997	169	1 678,20	283,34	37,55
41	Котельная № 56	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1974	106	682	71,38	11,92

				- сети отопле- ния	1974	106	682	71,38	11,92
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1974	106	682	71,38	11,92
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2004	239	611	147,03	17,04
				- сети отопле- ния	2004	239	611	147,03	17,04
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2004	239	611	147,03	17,04
			Сумма	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2004	169	1 293,00	218,41	28,96
				- сети отопле- ния	2004	169	1 293,00	218,41	28,96
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2004	169	1 293,00	218,41	28,96
42	Котельная № 57	ООО «Нижегород- теплогаз»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1973	123	883	105,56	20,37
				- сети отопле- ния	1973	123	883	105,56	20,37
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1973	123	883	105,56	20,37
			ООО «Нижегород- теплогаз»	Магистральные	2015	290	619,2	179,77	40,97
				Квартальные в т.ч.	2006	183	1 268,40	234,76	21,88
				- сети отопле- ния	2006	183	1 268,40	234,76	21,88
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2009	243	1 887,60	461,93	70,87
			Сумма	Магистральные	2015	290	619,2	179,77	40,97
				Квартальные в т.ч.	2006	158	2 151,40	340,31	42,26
				- сети отопле- ния	2006	158	2 151,40	340,31	42,26
				- сети ГВС	0	0	0	0	0

				Сумма	2009	205	2 770,60	567,48	91,24
43	Котельная № 58	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1991	129	818	102,35	20,74
				- сети отопления	1991	129	818	102,35	20,74
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1991	129	818	102,35	20,74
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	1986	325	230	74,75	19,07
				Квартальные в т.ч.	2009	192	1 847,40	357,88	41,64
				- сети отопления	2009	192	1 847,40	357,88	41,64
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2006	211	2 077,40	441,7	59,51
			Сумма	Магистральные	1986	325	230	74,75	19,07
				Квартальные в т.ч.	2003	173	2 665,40	460,23	62,38
				- сети отопления	2003	173	2 665,40	460,23	62,38
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2002	188	2 895,40	544,05	80,25
44	Котельная № 59	ООО «Нижегород-теплогаз»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1964	90	974	85,69	12,02
				- сети отопления	1964	90	974	85,69	12,02
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1964	90	974	85,69	12,02
			ООО «Нижегород-теплогаз»	Магистральные	2011	273	205,6	56,13	12,03
				Квартальные в т.ч.	2011	198	2 660,40	528,98	69,58
				- сети отопления	2011	198	2 660,40	528,98	69,58
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2012	212	2 866,00	608,08	86,37
			Сумма	Магистральные	2011	273	205,6	56,13	12,03

				Квартальные в т.ч.	1998	169	3 634,40	614,67	81,61
				- сети отопления	1998	169	3 634,40	614,67	81,61
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	2000	181	3 840,00	693,76	98,39
45	Котельная № 3	МУП «Дзержинск-Энерго»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2010	13	409,4	10,83	0,49
				- сети отопления	0	32	0	0	0
				- сети ГВС	2010	13	409,4	10,83	0,49
				Сумма	2010	13	409,4	10,83	0,49
46	Котельная № 7	МУП «Дзержинск-Энерго»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1957	35	599,5	41,87	5,17
				- сети отопления	0	91	0	0	0
				- сети ГВС	1957	35	599,5	41,87	5,17
				Сумма	1957	35	599,5	41,87	5,17
47	Котельная № 9	МУП «Дзержинск-Энерго»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1964	61	420	36,9	5,21
				- сети отопления	1964	80	220	20,9	3,2
				- сети ГВС	1964	40	200	16	2,01
				Сумма	1964	61	420	36,9	5,21
48	Котельная № 11	МУП «Дзержинск-Энерго»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1975	23	452	20,34	1,46
				- сети отопления	0	50	0	0	0
				- сети ГВС	1975	23	452	20,34	1,46
				Сумма	1975	23	452	20,34	1,46
49	Котельная № 14	МУП «Дзержинск-Энерго»	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					

				- сети отопле- ния					
				- сети ГВС					
				Сумма					
50	Котельная № 21	МУП «Дзержинск- Энерго»	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	0	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2008	25	72,1	3,61	0,28
				- сети отопле- ния	0	50	0	0	0
				- сети ГВС	2008	25	72,1	3,61	0,28
				Сумма	2008	25	72,1	3,61	0,28
51	Котельная общежития по ул. Га- стелло, 4 А	МУП «Дзержинск- Энерго»	МУП «Дзержинск- Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	1971	57	112	6,38	0,29
				- сети отопле- ния	-	-	-	-	-
				- сети ГВС	1971	57	112	6,38	0,29
				Сумма	1971	57	112	6,38	0,29
52	Котельная школы № 25 пос. Ба- бино	МУП «Дзержинск- Энерго»	МУП «Дзержинск- Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2022	89	28,4	2,53	0,18
				- сети отопле- ния	2022	89	28,4	2,53	0,18
				- сети ГВС	-	-	-		
				Сумма	2022	89	28,4	6,38	0,18
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	МУП «Дзержинск- Энерго»	МУП «Дзержинск- Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2000	89	357,24	31,79	2,22
				- сети отопле- ния	2000	89	357,24	31,79	2,22
				- сети ГВС	-	-	-	-	-
				Сумма	2000	89	357,24	31,79	2,22
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	МУП «Дзержинск- Энерго»	МУП «Дзержинск- Энерго»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопле- ния					
				- сети ГВС					

				Сумма					
55	Котельная пос. Петряевка	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2008	85	1 272,00	108,12	7,21
				- сети отопления	2008	85	758	64,43	4,3
				- сети ГВС	2008	50	514	25,7	1,01
				Сумма	2008	85	1 272,00	108,12	7,21
56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	1979	100	132	13,2	1,04
				- сети отопления	1979	100	132	13,2	1,04
				- сети ГВС	-	-	-	-	-
				Сумма	1979	100	132	13,2	1,04
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопления					
				- сети ГВС					
				Сумма					
58	Котельная пос. Горбатовка	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2016	70	6	0,3	0,01
				- сети отопления	2016	70	6	0,3	0,01
				- сети ГВС	-	-	-	-	-
				Сумма	2016	70	6	0,3	0,01
59	Котельная пос. Гавриловка	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопления					
				- сети ГВС					
				Сумма					
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино			Магистральные	Нет тепловых сетей				

		МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Квартальные в т.ч.					
				- сети отопления					
				- сети ГВС					
				Сумма					
61	Котельная пос. Желнино (Почта)	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопления					
				- сети ГВС					
				Сумма					
62	Котельная бывшее трамвайное депо	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопления					
				- сети ГВС					
				Сумма					
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2015	50	140	7	0,27
				- сети отопления	2015	50	140	7,98	0,36
				- сети ГВС	-	-	-	-	-
				Сумма	2015	50	140	7,98	0,36
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	МУП «Дзержинск-Энерго»	МУП «Дзержинск-Энерго»	Магистральные	2011	572	791	452,45	203,16
				Квартальные в т.ч.	2011	121	7 557,00	914,4	86,85
				- сети отопления	2011	138	2 767,00	381,85	41,37
				- сети ГВС	2011	50	4 790,00	239,5	9,4
				Сумма	2011	164	8 348,00	1 366,85	290,01
65	ТЭЦ завода им. Свердлова	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	Магистральные	2011	572	1 316,00	753,12	338,42
				Квартальные в т.ч.	2011	121	4 070,00	489,86	46,28

				- сети отопле- ния	2011	138	3 256,00	449,16	44,68
				- сети ГВС	2011	50	814	40,7	1,6
				Сумма	2011	231	5 386,00	1 243,00	384,7
66	Теплопункт завода им. Свердлова	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	Магистральные	0	100	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	1940	0	390	39	6,13
				- сети отопле- ния	1940	0	390	39	6,13
				- сети ГВС	0	0	0	0	0
				Сумма	1940	0	390	39	6,13
67	Котельная пос. Пыра	МУП «Дзержинск- Энерго»	МУП «Дзержинск- Энерго»	Магистральные	2015	550	1 122,00	616,9	266,28
				Квартальные в т.ч.	2015	91	4 591,00	417,8	29,85
				- сети отопле- ния	2015	91	4 591,0	417,8	29,85
				- сети ГВС	-	-	-	-	-
				Сумма	2015	181	5 713,00	1 034,70	296,13
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопле- ния					
				- сети ГВС					
				Сумма					
69	Котельная пр. Ленина, 8а	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	Магистральные	Нет тепловых сетей				
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопле- ния					
				- сети ГВС					
70	Котельная ул. Строителей, 9в	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	Сумма	Нет тепловых сетей				
				Магистральные					
				Квартальные в т.ч.					
				- сети отопле- ния					
				- сети ГВС					

				Сумма					
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	ГБУ санаторий Пуш- кино	ГБУ санаторий Пуш- кино	Магистральные	-	-	-	-	-
				Квартальные в т.ч.	2018	50	620	31	1,22
				- сети отопле- ния	2018	50	620	31	1,22
				- сети ГВС	-	0	0	0	0
				Сумма	2018	50	620	31	1,22
ЕТО №2. АО «НОКК»									
72	Котельная №42	АО «НОКК»	АО «НОКК»	Магистральные	-	-	0	0	0
				Квартальные в т.ч.	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
				- сети отопле- ния	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
				- сети ГВС	-	-	0	0	0
				Сумма	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
Итого по ГО "Город Дзержинск"		Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»		Магистральные	1998	673	59 635,00	37 893,40	40 069,95
				Квартальные в т.ч.	2002	163	235 212,74	31 338,03	8 675,09
				- сети отопле- ния	2001	194	161 260,72	24 849,13	7 580,40
				- сети ГВС	2005	44	73 952,02	6 488,90	1 094,69
				Сумма	2000	442	294 847,74	69 231,43	48 745,04
				Магистральные	2002	296	14 976,02	4 410,82	1 025,07
				Квартальные в т.ч.	2003	136	154 715,36	20 238,81	2 160,69
				- сети отопле- ния	2003	139	142 025,56	19 223,55	2 093,76
				- сети ГВС	2007	84	12 689,80	1 015,26	66,93
				Сумма	2003	165	169 691,38	24 649,63	3 185,76
			МУП «ДзержинскЭнерго»	Магистральные	2011	572	791	452,45	203,16
				Квартальные в т.ч.	2004	91	11 557,64	887,21	72,77
				- сети отопле- ния	2007	124	4 408,64	522,98	52,66
				- сети ГВС	2000	45	7 149,00	364,23	20,11
				Сумма	2007	254	12 348,64	1 339,66	275,93

	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	Магистральные	2011	572	1 316,00	753,12	338,42
		Квартальные в т.ч.	2006	121	4 460,00	528,86	52,41
		- сети отопления	2005	127	3 646,00	488,16	50,81
		- сети ГВС	2011	50	814	40,7	1,6
		Сумма	2009	386	5 776,00	1 281,98	390,83
	МУП «ДзержинскЭнерго»	Магистральные	2015	550	1 122,00	616,9	266,28
		Квартальные в т.ч.	2015	91	0	417,8	29,85
		- сети отопления	2015	91	0	417,8	29,85
		- сети ГВС	0	0	0	0	0
		Сумма	2015	365	1 122,00	1 034,70	296,13
	ООО «Дзержинсктеплогаз»	Магистральные	0	0	0	0	0
		Квартальные в т.ч.	0	0	0	0	0
		- сети отопления	0	0	0	0	0
		- сети ГВС	0	0	0	0	0
		Сумма	0	0	0	0	0
	ГБУ санаторий Пушкино	Магистральные	0	0	0	0	0
		Квартальные в т.ч.	2018	50	620	31	1,22
		- сети отопления	2018	50	620	31	1,22
		- сети ГВС	0	0	0	0	0
		Сумма	2018	50	620	31	1,22
	АО «НОКК»	Магистральные	0	0	0	0	0
		Квартальные в т.ч.	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
		- сети отопления	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
		- сети ГВС	0	0	0	0	0
		Сумма	2016	100	2 497,00	249,7	19,6
	Сумма	Магистральные	1999	631	77 840,02	44 126,70	41 902,88
		Квартальные в т.ч.	2003	150	414 056,74	54 190,80	11 050,83

		- сети отопле- ния	2002	167	319 451,92	46 281,72	9 867,51
		- сети ГВС	2005	49	94 604,82	7 909,08	1 183,32
		Сумма	2001	366	491 896,76	98 317,50	52 953,71

Общая характеристика магистральных тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ с распределением длин и материальных характеристик магистральных трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 год приведена в таблице 32

Таблица 32. Характеристика магистральных сетей Дзержинской ТЭЦ

Условный диаметр трубопроводов, мм	Протяженность магистральных трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика магистральных трубопроводов, м ²	Доля по МХ %
200	130,00	26,00	0,02%
250	0,00	0,00	0,00%
300	1156,00	346,80	1,89%
350	0,00	0,00	0,00%
400	290,0	36,4	0,48%
450	0,00	0,00	0,00%
500	24704,00	13093,12	40,50%
600	1254,00	790,00	2,05%
700	17730,0	12765,24	29,89%
800	13016,0	10673,00	21,34%
900	0,00	0,00	0,00%
1000	2721,00	2275,0	4,46
Итого	61 001,0	40 005,56	100,00%

Общая характеристика квартальных тепловых сетей отопления от Дзержинской ТЭЦ с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 год приведена в таблице 33

Таблица 33. Характеристика квартальных сетей Дзержинской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность квартальных трубопроводов отопления в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика квартальных трубопроводов, м ²	Доля по МХ, %
<50	10,00	0,64	0,01%
50	6051,00	344,91	3,94%
65	5895,00	448,02	3,8%
80	17614,0	1568,65	11,48%
100	31927,5	3448,17	20,81%
125	15167,6	2017,29	9,88%
150	27646	4395,71	18,02%
200	19356,6	4239,1	12,61%
250	11030,2	3011,242	7,19%
300	15066,2	4896,52	9,82%
350	2062,0	777,37	1,34%
400	1216,0	522,18	0,79%
500	404	214,12	0,26%
Итого	153446,1	25882,9	100,00%

Общая характеристика квартальных тепловых сетей ГВС от Дзержинской ТЭЦ с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 год приведена в таблице 34

Таблица 34. Характеристика квартальных сетей Дзержинской ТЭЦ

Условный диаметр, м	Протяженность трубопроводов ГВС в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика трубопроводов ГВС м ²	Доля в % по материальной характеристике трубопроводов
25	20,00	0,64	0,03%
32	598,00	28,71	0,85%
40	967,00	54,09	1,37%

Условный диаметр, м	Протяженность трубопроводов ГВС в однострубно-м исчисле-нии, м	Материальная характери-стика трубопроводов ГВС м ²	Доля в % по материальной характеристике трубопрово-дов
50	7752,6	497,98	11,0%
65	8496,0	629,63	12,06%
80	21346,9	2063,85	30,3%
100	12070,1	1376,93	17,13%
125	5589,0	692,33	7,93%
150	7969,6	1155,48	11,31%
200	4770,0	899,15	6,77%
250	877,00	213,76	1,24%
300	0,00	0,0	0,00%
Итого	70456,2	7612,56	100,00%

Общая характеристика тепловых сетей магистральных и отопления от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 г. приведена в таблице 35.

Таблица 35. Характеристика магистральных сетей и сетей отопления ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчисле-нии, м	Материальная харак-теристика, м2	Доля по МХ, %
Характеристика тепловых сетей от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1					
Восточный ТСП					
1	Котельная № 1Н	50-250	5 074,0	655,2	91,25%
		251-400	101,0	62,8	8,75%
		Итого	5 175,0	718,0	100,00%
2	Котельная № 15	50-250	2 444,4	313,0	87,98%
		251-400	0,0	42,8	12,02%
		Итого	2 444,4	355,8	100,00%
3	Котельная № 20	50-250	3 712,6	609,8	80,03%
		251-400	0,0	152,2	19,97%
		Итого	3 712,6	762,0	100,00%
4	Котельная № 23	50-250	2 886,6	481,2	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	2 886,6	481,2	100,00%
5	Котельная № 26Н	50-250	2 483,2	336,3	83,00%
		251-400	0,0	68,9	17,00%
		Итого	2 483,2	405,2	100,00%
6	Котельная № 28	50-250	1 641,2	173,0	83,27%
		251-400	0,0	34,8	16,73%
		Итого	1 641,2	207,7	100,00%
7	Котельная № 29Н	50-250	4 934,2	543,1	89,81%
		251-400	0,0	61,6	10,19%
		Итого	4 934,2	604,8	100,00%
8	Котельная № 35	50-250	3 040,4	387,4	90,31%
		251-400	0,0	41,6	9,69%
		Итого	3 040,4	428,9	100,00%
9	Котельная № 38Н	50-250	9 308,0	884,4	76,67%
		251-400	0,0	269,2	23,33%
		Итого	9 308,0	1 153,6	100,00%
10	Котельная № 40	50-250	3 056,4	446,8	95,09%
		251-400	0,0	23,0	4,91%
		Итого	3 056,4	469,8	100,00%
11	Котельная № 42	50-250	3 599,6	422,9	79,84%
		251-400	0,0	106,8	20,16%
		Итого	3 599,6	529,7	100,00%
12	Котельная № 43Н	50-250	2 416,0	471,0	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	2 416,0	471,0	100,00%
13	Котельная № 44Н	50-250	1 248,0	184,5	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в одноструйном исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	1 248,0	184,5	100,00%
14	Котельная № 47Н	50-250	2 837,6	392,9	94,40%
		251-400	0,0	23,3	5,60%
		Итого	2 837,6	416,2	100,00%
15	Котельная № 48Н	50-250	4 938,0	1 019,3	99,87%
		251-400	48,0	1,3	0,13%
		Итого	4 986,0	1 020,7	100,00%
16	Котельная № 60Н	50-250	868,4	69,6	95,48%
		251-400	0,0	3,3	4,52%
		Итого	868,4	72,9	100,00%
17	Котельная № 61	50-250	5 489,4	695,2	92,47%
		251-400	0,0	56,6	7,53%
		Итого	5 489,4	751,8	100,00%
18	Котельная № 62	50-250	4 096,0	678,2	95,29%
		251-400	203,0	33,5	4,71%
		Итого	4 299,0	711,7	100,00%
19	Котельная № 64Н	50-250	12 112,6	2 570,1	100,00%
		251-400	2 324,4	0,0	0,00%
		Итого	14 437,0	2 570,1	100,00%
Западный ТСП					
20	Котельная № 8	50-250	1 342,0	253,6	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	1 342,0	253,6	100,00%
21	Котельная № 13	50-250	4 001,6	545,3	95,55%
		251-400	52,0	25,4	4,45%
		Итого	4 053,6	570,7	100,00%
22	Котельная № 22	50-250	3 396,0	367,8	82,26%
		251-400	0,0	79,3	17,74%
		Итого	3 396,0	447,1	100,00%
23	Котельная № 25	50-250	2 964,0	548,7	77,00%
		251-400	340,0	163,9	23,00%
		Итого	3 304,0	712,6	100,00%
24	Котельная № 27	50-250	1 958,0	262,1	96,15%
		251-400	0,0	10,5	3,85%
		Итого	1 958,0	272,6	100,00%
25	Котельная № 31	50-250	2 017,6	446,6	72,91%
		251-400	0,0	166,0	27,09%
		Итого	2 017,6	612,5	100,00%
26	Котельная № 32	50-250	2 997,2	465,2	98,65%
		251-400	120,6	6,4	1,35%
		Итого	3 117,8	471,6	100,00%
27	Котельная № 33	50-250	4 229,0	504,1	90,16%
		251-400	0,0	55,0	9,84%
		Итого	4 229,0	559,1	100,00%
28	Котельная № 34	50-250	2 518,0	614,2	99,08%
		251-400	0,0	5,7	0,92%
		Итого	2 518,0	619,8	100,00%
29	Котельная № 36	50-250	3 975,2	603,3	95,84%
		251-400	0,0	26,2	4,16%
		Итого	3 975,2	629,5	100,00%
30	Котельная № 37	50-250	3 006,0	774,8	88,07%
		251-400	458,0	105,0	11,93%
		Итого	3 464,0	879,8	100,00%
31	Котельная № 45	50-250	3 723,0	518,6	86,66%
		251-400	17,0	79,9	13,34%
		Итого	3 740,0	598,5	100,00%
32	Котельная № 46	50-250	1 082,8	107,8	81,13%
		251-400	0,0	25,1	18,87%
		Итого	1 082,8	132,9	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
33	Котельная № 49	50-250	4 014,2	399,5	77,03%
		251-400	0,0	119,2	22,97%
		Итого	4 014,2	518,7	100,00%
34	Котельная № 50	50-250	2 378,4	400,0	90,26%
		251-400	24,8	43,2	9,74%
		Итого	2 403,2	443,2	100,00%
35	Котельная № 51	50-250	1 010,0	134,6	72,68%
		251-400	0,0	50,6	27,32%
		Итого	1 010,0	185,2	100,00%
36	Котельная № 52	50-250	1 654,2	279,7	97,97%
		251-400	0,0	5,8	2,03%
		Итого	1 654,2	285,5	100,00%
37	Котельная № 53	50-250	1 874,0	573,0	100,00%
		251-400	570,0	0,0	0,00%
		Итого	2 444,0	573,0	100,00%
38	Котельная № 54	50-250	1 780,0	178,4	52,96%
		251-400	108,0	158,5	47,04%
		Итого	1 888,0	336,9	100,00%
39	Котельная № 55	50-250	1 550,0	135,8	49,93%
		251-400	20,0	136,1	50,07%
		Итого	1 570,0	271,9	100,00%
40	Котельная № 56	50-250	1 293,0	160,7	73,57%
		251-400	0,0	57,7	26,43%
		Итого	1 293,0	218,4	100,00%
41	Котельная № 57	50-250	2 136,0	488,9	94,01%
		251-400	15,4	31,2	5,99%
		Итого	2 151,4	520,1	100,00%
42	Котельная № 58	50-250	2 435,4	459,1	85,81%
		251-400	230,0	75,9	14,19%
		Итого	2 665,4	535,0	100,00%
43	Котельная № 59	50-250	3 634,4	536,2	79,93%
		251-400	0,0	134,6	20,07%
		Итого	0,0	670,8	100,00%
ИТОГО по ООО «Нижегородтеплогаз»			138 154,4	23 634,4	100,00%

Общая характеристика тепловых сетей ГВС от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 г. приведена в таблице 36.

Таблица 36. Характеристика сетей ГВС ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
Характеристика тепловых сетей от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1					
Восточный ТСП					
1	Котельная № 1Н	<100	740,0	53,341667	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	740,0	53,341667	100,00%
2	Котельная № 15	<100	1 014,4	74,35552	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	1 014,4	74,35552	100,00%
3	Котельная № 20	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
4	Котельная № 23	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
5	Котельная № 26Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
6	Котельная № 28	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
7	Котельная № 29Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
8	Котельная № 35	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
9	Котельная № 38Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
10	Котельная № 40	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
11	Котельная № 42	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
12	Котельная № 43Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
13	Котельная № 44Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
14	Котельная № 47Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
15	Котельная № 48Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	3 742,0	386,42387	0,00%
		Итого	3 742,0	0	0,00%
16	Котельная № 60Н	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
17	Котельная № 61	<100	1 503,4	102,9829	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	1 503,4	102,9829	100,00%
18	Котельная № 62	<100	0,0	0	0,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	0	0,00%
19	Котельная № 64Н	<100	1 012,0	88,55	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	1 012,0	88,55	100,00%
Западный ТСР					
20	Котельная № 8	<100	0,0	253,56344	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	253,56344	100,00%
21	Котельная № 13	<100	0,0	570,73178	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	570,73178	100,00%
22	Котельная № 22	<100	580,0	447,1164	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	580,0	447,1164	100,00%
23	Котельная № 25	<100	4,0	712,61476	100,00%
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	4,0	712,61476	100,00%
24	Котельная № 27	<100	0,0	272,63192	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
		101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	272,63192	100,00%
		<100	0,0	612,51989	100,00%
25	Котельная № 31	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	612,51989	100,00%
		<100	0,0	471,57278	100,00%
26	Котельная № 32	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	471,57278	100,00%
		<100	0,0	559,14973	100,00%
27	Котельная № 33	101-200	1 036,0	0	0,00%
		Итого	1 036,0	559,14973	100,00%
		<100	1 804,0	619,8436	100,00%
28	Котельная № 34	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	1 804,0	619,8436	100,00%
		<100	0,0	629,47044	100,00%
29	Котельная № 36	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	629,47044	100,00%
		<100	0,0	879,78852	100,00%
30	Котельная № 37	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	879,78852	100,00%
		<100	0,0	598,47697	100,00%
31	Котельная № 45	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	598,47697	100,00%
		<100	788,0	132,93887	100,00%
32	Котельная № 46	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	788,0	132,93887	100,00%
		<100	0,0	518,65523	100,00%
33	Котельная № 49	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	518,65523	100,00%
		<100	467,0	443,21086	100,00%
34	Котельная № 50	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	467,0	443,21086	100,00%
		<100	0,0	185,15369	100,00%
35	Котельная № 51	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	185,15369	100,00%
		<100	0,0	285,52467	100,00%
36	Котельная № 52	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	285,52467	100,00%
		<100	0,0	573,02088	100,00%
37	Котельная № 53	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	573,02088	100,00%
		<100	0,0	336,9332	100,00%
38	Котельная № 54	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	336,9332	100,00%
		<100	0,0	271,87493	100,00%
39	Котельная № 55	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	271,87493	100,00%
		<100	0,0	218,40925	100,00%
40	Котельная № 56	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	218,40925	100,00%
		<100	0,0	520,08676	100,00%
41	Котельная № 57	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	520,08676	100,00%
		<100	0,0	534,97573	100,00%
42	Котельная № 58	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	534,97573	100,00%
		<100	0,0	670,7967	100,00%
43	Котельная № 59	101-200	0,0	0	0,00%
		Итого	0,0	670,7967	100,00%
		<100	0,0	670,7967	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
ИТОГО по ООО «Нижегородтеплогаз»			12 690,8	11 638,3	100,00%

Общая характеристика тепловых сетей магистральных и отопления от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 г. приведена в таблице 37.

Таблица 37. Характеристика сетей магистральных и отопления МУП «ДзержинскЭнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
Характеристика тепловых сетей от котельных МУП "ДзержинскЭнерго" в зоне деятельности ЕТО № 1					
1	Котельная № 3	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
2	Котельная № 7	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
3	Котельная № 9	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
4	Котельная № 11	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
5	Котельная № 14	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
6	Котельная № 21	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
7	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
8	Котельная школы № 25 пос. Бабино	50-250	28,4	2,3	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	28,4	2,3	100,00%
9	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	50-250	357,2	31,8	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	357,2	31,8	100,00%
10	Котельная амбулатории пос. Петряевка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
11	Котельная пос. Петряевка	50-250	758,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	758,0	0,0	0,00%
12	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	50-250	132,0	13,2	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	132,0	13,2	100,00%
13	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
14	Котельная пос. Горбатовка, Восточная, 1А	50-250	6,0	0,4	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	6,0	0,4	100,00%
15	Котельная пос. Гавриловка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
16		50-250	0,0	0,0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
17	Котельная пос. Желнино (Почта)	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
18	Котельная бывшее трамвайное депо	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	50-250	140,0	7,0	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	140,0	7,0	100,00%
20	Котельная ул. Сухаренко, 10	50-250	2767,0	0,0	78,00%
		251-400	791,0	137,3	22,00%
		Итого	3558,0	137,3	100,00%

Общая характеристика тепловых сетей ГВС от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» с распределением длин и материальных характеристик трубопроводов по диаметрам в зоне деятельности ЕТО № 1 за 2023 г. приведена в таблице 38.

Таблица 38. Характеристика сетей ГВС МУП «ДзержинскЭнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
Характеристика тепловых сетей от котельных МУП "ДзержинскЭнерго" в зоне деятельности ЕТО № 1					
1	Котельная № 3	50-250	409,4	28,7	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	409,4	28,7	100,00%
2	Котельная № 7	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
3	Котельная № 9	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
4	Котельная № 11	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
5	Котельная № 14	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
6	Котельная № 21	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
7	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	50-250	112,0	5,6	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	112,0	5,6	100,00%
8	Котельная школы № 25 пос. Бабино	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
9	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
10	Котельная амбулатории пос. Петряевка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
11	Котельная пос. Петряевка	50-250	514,0	30,8	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	514,0	30,8	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля по МХ, %
12	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
13	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
14	Котельная пос. Горбатовка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
15	Котельная пос. Гавриловка	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
16	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
17	Котельная пос. Желнино (Почта)	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
18	Котельная бывшее трамвайное депо	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	50-250	0,0	0,0	0,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,0	0,00%
20	Котельная ул. Сухаренко, 10	50-250	4 790,0	239,5	100,00%
		251-400	0,0	0,0	0,00%
		Итого	4 790,0	239,5	100,00%

2.1.2. Характеристики тепловых сетей по типам прокладки от Дзержинской ТЭЦ

Основной тип изоляции трубопроводов отопления – минеральная вата (67 % по материальной характеристике), остальная часть – пенополиуретан, трубопроводов горячего водоснабжения – пенополиуретан (65 %), остальная часть – минеральная вата (35 %). Основной теплоизоляционный слой выполнен из минераловатных изделий. Теплоизоляция в каналах выполнена также из изделий минеральной ваты с покровным слоем из рубероида. При бесканальной прокладке теплоизоляция выполнена из пенополиуретана (ППУ) и пенополимерминеральной композиции (ППМ). Основная часть участков (76,2 % по материальной характеристике) тепловой сети ПАО «Т Плюс» имеет тип прокладки – подземная, 20,2 % выполнено в надземной прокладке, 70,9 % - по типу подземной прокладки в непроходных каналах, 3,5 % тепловых сетей ПАО «Т Плюс» расположены в подвалах зданий. Надземная прокладка осуществлена на высоких и низких опорах. При подземной прокладке трубопроводы проложены в непроходных железобетонных каналах, часть трубопроводов проложена бесканально. Глубина заложения трубопроводов на участках подземной прокладки - от 1,2 до 2 м. Тип грунта - пески мелкие, кварцевые, тёмно-коричневые, коричневые и жёлтые, с незначительными включениями в верхней части строительного мусора (щебень, дресва карбонатных пород и кирпич). Уровни грунтовых вод на глубинах 9,0-

11,7 м. Характеристики по типам прокладки тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1 в 2023 г. приведены в таблице 55.

Таблица 39. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика, м2	Доля МХ, %
Надземная на открытом воздухе	21 026,00	13 302,98	19,16%
Подземная бесканальная	16 790,00	4 985,71	7,18%
Подземная канальная	227 506,94	47 820,47	68,89%
Внутри помещений	30 734,00	3 309,34	4,77%
Итого	296 056,94	69 418,50	100,00%

2.1.3. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1

Характеристика тепловых сетей магистральных и отопления по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 40.

Таблица 40. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1				
Восточный ТСР				
1	Котельная №1Н	Надземная на открытом. воздухе	1 871,0	36,15%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 304,0	63,85%
		Подземная канальная	670,0	12,95%
		Подземная бесканальная	2 634,0	50,90%
		Итого	5 175,0	100,00%
2	Котельная №15	Надземная на открытом. воздухе	974,0	39,85%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 470,4	60,15%
		Подземная канальная	315,4	12,90%
		Подземная бесканальная	1 155,0	47,25%
		Итого	2 444,4	100,00%
3	Котельная №20	Надземная на открытом. воздухе	962,6	25,93%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 750,0	74,07%
		Подземная канальная	1 046,0	28,17%
		Подземная бесканальная	1 704,0	45,90%
		Итого	3 712,6	100,00%
4	Котельная №23	Надземная на открытом. воздухе	452,6	15,68%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 434,0	84,32%
		Подземная канальная	374,0	12,96%
		Подземная бесканальная	2 060,0	71,36%
		Итого	2 886,6	100,00%
5	Котельная №26Н	Надземная на открытом. воздухе	352,2	14,18%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 131,0	85,82%
		Подземная канальная	122,2	4,92%
		Подземная бесканальная	2 008,8	80,90%
		Итого	2 483,2	100,00%
6	Котельная №28	Надземная на открытом. воздухе	342,4	20,86%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 298,8	79,14%
		Подземная канальная	348,4	21,23%
		Подземная бесканальная	950,4	57,91%
		Итого	1 641,2	100,00%
7	Котельная №29Н	Надземная на открытом. воздухе	418,2	8,48%
		Подземная прокладка, в том числе:	4 516,0	91,52%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Подземная канальная	650,0	13,17%
		Подземная бесканальная	3 866,0	78,35%
		Итого	4 934,2	100,00%
8	Котельная №35	Надземная на открытом. воздухе	1 127,8	37,10%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 912,4	62,90%
		Подземная канальная	486,4	16,00%
		Подземная бесканальная	1 426,0	46,90%
		Итого	3 040,2	100,00%
9	Котельная №38Н	Надземная на открытом. воздухе	264,0	2,84%
		Подземная прокладка, в том числе:	9 044,0	97,16%
		Подземная канальная	2 090,0	22,45%
		Подземная бесканальная	6 954,0	74,71%
		Итого	9 308,0	100,00%
10	Котельная №40	Надземная на открытом. воздухе	256,0	8,38%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 800,4	91,62%
		Подземная канальная	111,0	3,63%
		Подземная бесканальная	2 689,4	87,99%
		Итого	3 056,4	100,00%
11	Котельная №42	Надземная на открытом. воздухе	27,0	0,75%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 572,6	99,25%
		Подземная канальная	467,0	12,97%
		Подземная бесканальная	3 105,6	86,28%
		Итого	3 599,6	100,00%
12	Котельная №43Н	Надземная на открытом. воздухе	134,0	5,55%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 282,0	94,45%
		Подземная канальная	662,0	27,40%
		Подземная бесканальная	1 620,0	67,05%
		Итого	2 416,0	100,00%
13	Котельная №44Н	Надземная на открытом. воздухе	82,0	6,57%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 166,0	93,43%
		Подземная канальная	30,0	2,40%
		Подземная бесканальная	1 136,0	91,03%
		Итого	1 248,0	100,00%
14	Котельная №47Н	Надземная на открытом. воздухе	213,4	7,52%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 624,2	92,48%
		Подземная канальная	446,6	15,74%
		Подземная бесканальная	2 177,6	76,74%
		Итого	2 837,6	100,00%
15	Котельная №48Н	Надземная на открытом. воздухе	48,0	0,96%
		Подземная прокладка, в том числе:	4 938,0	99,04%
		Подземная канальная	772,0	15,48%
		Подземная бесканальная	4 166,0	83,55%
		Итого	4 986,0	100,00%
16	Котельная №60Н	Надземная на открытом. воздухе	168,4	19,39%
		Подземная прокладка, в том числе:	700,0	80,61%
		Подземная канальная	440,0	50,67%
		Подземная бесканальная	260,0	29,94%
		Итого	868,4	100,00%
17	Котельная №61	Надземная на открытом. воздухе	49,4	0,90%
		Подземная прокладка, в том числе:	5 440,0	99,10%
		Подземная канальная	1 094,0	19,93%
		Подземная бесканальная	4 346,0	79,17%
		Итого	5 489,4	100,00%
18	Котельная №62	Надземная на открытом. воздухе	2 533,0	58,92%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 766,0	41,08%
		Подземная канальная	764,0	17,77%
		Подземная бесканальная	1 002,0	23,31%
		Итого	4 299,0	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
19	Котельная №64Н	Надземная на открытом. воздухе	1 762,0	12,20%
		Подземная прокладка, в том числе:	12 675,0	87,80%
		Подземная канальная	598,6	4,15%
		Подземная бесканальная	12 076,4	83,65%
		Итого	14 437,0	100,00%
Восточный ТСР				
20	Котельная №8	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 342,0	100,00%
		Подземная канальная	1 342,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 342,0	100,00%
21	Котельная №13	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	4 053,6	100,00%
		Подземная канальная	2 966,0	73,17%
		Подземная бесканальная	1 087,6	26,83%
		Итого	4 053,6	100,00%
22	Котельная №22	Надземная на открытом. воздухе	892,0	26,27%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 504,0	73,73%
		Подземная канальная	492,0	14,49%
		Подземная бесканальная	2 012,0	59,25%
		Итого	3 396,0	100,00%
23	Котельная №25	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 304,0	100,00%
		Подземная канальная	2 992,0	90,56%
		Подземная бесканальная	312,0	9,44%
		Итого	3 304,0	100,00%
24	Котельная №27	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 958,0	100,00%
		Подземная канальная	1 384,0	70,68%
		Подземная бесканальная	574,0	29,32%
		Итого	1 958,0	100,00%
25	Котельная №31	Надземная на открытом. воздухе	56,0	2,78%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 961,6	97,22%
		Подземная канальная	1 834,0	90,90%
		Подземная бесканальная	127,6	6,32%
		Итого	2 017,6	100,00%
26	Котельная №32	Надземная на открытом. воздухе	220,6	7,08%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 897,2	92,92%
		Подземная канальная	2 693,2	86,38%
		Подземная бесканальная	204,0	6,54%
		Итого	3 117,8	100,00%
27	Котельная №33	Надземная на открытом. воздухе	240,0	5,68%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 989,0	94,32%
		Подземная канальная	315,0	7,45%
		Подземная бесканальная	3 674,0	86,88%
		Итого	4 229,0	100,00%
28	Котельная №34	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 518,0	100,00%
		Подземная канальная	2 518,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	2 518,0	100,00%
29	Котельная №36	Надземная на открытом. воздухе	83,2	2,09%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 892,0	97,91%
		Подземная канальная	3 616,0	90,96%
		Подземная бесканальная	276,0	6,94%
		Итого	3 975,2	100,00%
30	Котельная №37	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 464,0	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Подземная канальная	3 464,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	3 464,0	100,00%
31	Котельная №45	Надземная на открытом. воздухе	147,0	3,93%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 593,0	96,07%
		Подземная канальная	3 301,0	88,26%
		Подземная бесканальная	292,0	7,81%
		Итого	3 740,0	100,00%
32	Котельная №46	Надземная на открытом. воздухе	146,4	13,52%
		Подземная прокладка, в том числе:	936,4	86,48%
		Подземная канальная	936,4	86,48%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 082,8	100,00%
33	Котельная №49	Надземная на открытом. воздухе	87,0	2,17%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 927,2	97,83%
		Подземная канальная	3 072,0	76,53%
		Подземная бесканальная	855,2	21,30%
		Итого	4 014,2	100,00%
34	Котельная №50	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 403,2	100,00%
		Подземная канальная	2 403,2	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	2 403,2	100,00%
35	Котельная №51	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 010,0	100,00%
		Подземная канальная	1 010,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 010,0	100,00%
36	Котельная №52	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 654,2	100,00%
		Подземная канальная	1 654,2	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 654,2	100,00%
37	Котельная №53	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 444,0	100,00%
		Подземная канальная	2 158,0	88,30%
		Подземная бесканальная	286,0	11,70%
		Итого	2 444,0	100,00%
38	Котельная №54	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 888,0	100,00%
		Подземная канальная	1 888,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 888,0	100,00%
39	Котельная №55	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 570,0	100,00%
		Подземная канальная	1 570,0	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	1 570,0	100,00%
40	Котельная №56	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 173,0	100,00%
		Подземная канальная	1 058,0	90,20%
		Подземная бесканальная	115,0	9,80%
		Итого	1 173,0	100,00%
41	Котельная №57	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 151,4	100,00%
		Подземная канальная	2 151,4	100,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	2 151,4	100,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
42	Котельная №58	Надземная на открытом. воздухе	134,0	5,03%
		Подземная прокладка, в том числе:	2 531,4	94,97%
		Подземная канальная	2 432,0	91,24%
		Подземная бесканальная	99,4	3,73%
		Итого	2 665,4	100,00%
43	Котельная №59	Надземная на открытом. воздухе	22,4	0,62%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 612,0	99,38%
		Подземная канальная	3 178,0	87,44%
		Подземная бесканальная	434,0	11,94%
		Итого	3 634,4	100,00%
ИТОГО по ООО «Нижегородтеплогаз»			141 668,6	100,00%

Характеристика тепловых сетей ГВС по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 41.

Таблица 41. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Нижегородтеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1				
Восточный ТСР				
1	Котельная №1Н	Надземная на открытом. воздухе	538,0	72,70%
		Подземная прокладка, в том числе:	202,0	27,30%
		Подземная канальная	62,0	8,38%
		Подземная бесканальная	140,0	18,92%
		Итого	740,0	100,00%
2	Котельная №15	Надземная на открытом. воздухе	196,0	19,32%
		Подземная прокладка, в том числе:	818,4	80,68%
		Подземная канальная	3,0	0,30%
		Подземная бесканальная	815,4	80,38%
		Итого	1 014,4	100,00%
3	Котельная №20	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
4	Котельная №23	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
5	Котельная №26Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
6	Котельная №28	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
7	Котельная №29Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в одно- трубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Итого	0,0	0,00%
8	Котельная №35	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
9	Котельная №38Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
10	Котельная №40	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
11	Котельная №42	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
12	Котельная №43Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
13	Котельная №44Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
14	Котельная №47Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
15	Котельная №48Н	Надземная на открытом. воздухе	8,0	0,21%
		Подземная прокладка, в том числе:	3 734,0	99,79%
		Подземная канальная	250,0	6,68%
		Подземная бесканальная	3 484,0	93,11%
		Итого	3 742,0	100,00%
16	Котельная №60Н	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
17	Котельная №61	Надземная на открытом. воздухе	47,4	3,15%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 456,0	96,85%
		Подземная канальная	2,0	0,13%
		Подземная бесканальная	1 454,0	96,71%
		Итого	1 503,4	100,00%
18	Котельная №62	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
19	Котельная №64Н	Надземная на открытом. воздухе	308,0	30,43%
		Подземная прокладка, в том числе:	704,0	69,57%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в одно- трубном исчислении, м	Доля по типам про- кладки, %
		Подземная канальная	98,0	9,68%
		Подземная бесканальная	606,0	59,88%
		Итого	1 012,0	100,00%
Восточный ТСР				
20	Котельная №8	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
21	Котельная №13	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
22	Котельная №22	Надземная на открытом. воздухе	9,8	1,69%
		Подземная прокладка, в том числе:	570,2	98,31%
		Подземная канальная	75,2	12,97%
		Подземная бесканальная	495,0	85,34%
		Итого	580,0	100,00%
23	Котельная №25	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	4,0	100,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	4,0	100,00%
		Итого	4,0	100,00%
24	Котельная №27	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
25	Котельная №31	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
26	Котельная №32	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
27	Котельная №33	Надземная на открытом. воздухе	126,0	12,16%
		Подземная прокладка, в том числе:	910,0	87,84%
		Подземная канальная	100,0	9,65%
		Подземная бесканальная	810,0	78,19%
		Итого	1 036,0	100,00%
28	Котельная №34	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	1 804,0	100,00%
		Подземная канальная	1 266,0	70,18%
		Подземная бесканальная	538,0	29,82%
		Итого	1 804,0	100,00%
29	Котельная №36	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
30	Котельная №37	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в одно- трубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Итого	0,0	0,00%
31	Котельная №45	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
32	Котельная №46	Надземная на открытом. воздухе	228,0	28,93%
		Подземная прокладка, в том числе:	560,0	71,07%
		Подземная канальная	486,0	61,68%
		Подземная бесканальная	74,0	9,39%
		Итого	788,0	100,00%
33	Котельная №49	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
34	Котельная №50	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	467,0	100,00%
		Подземная канальная	19,0	4,07%
		Подземная бесканальная	448,0	95,93%
		Итого	467,0	100,00%
35	Котельная №51	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
36	Котельная №52	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
37	Котельная №53	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
38	Котельная №54	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
39	Котельная №55	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
40	Котельная №56	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
41	Котельная №57	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
42	Котельная №58	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
43	Котельная №59	Надземная на открытом. воздухе	0,0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0,0	0,00%
		Подземная канальная	0,0	0,00%
		Подземная бесканальная	0,0	0,00%
		Итого	0,0	0,00%
ИТОГО по ООО «Нижегородтеплогаз»			12 690.8	100.00%

2.1.4. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1

Характеристика тепловых сетей магистральных и отопления по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 42.

Таблица 42. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации МУП «ДзержинскЭнерго»

№ п/п	Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1			
	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	МХ, м²	Доля МХ по типам прокладки, %
1	Котельная № 3			
	Подземная канальная	409,40	31,11	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	409,40	31,11	100
2	Котельная № 7			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
3	Котельная № 9			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
4	Котельная № 11			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
5	Котельная № 14			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
6	Котельная № 21			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0

№ п/п	Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1			
	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	МХ, м²	Доля МХ по ти- пам прокладки, %
	Итого	0,00	0,00	100
7	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А			
	Подземная канальная	112,00	6,38	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	112,00	6,38	100
8	Котельная школы № 25 пос. Бабино			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
9	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)			
	Подземная канальная	356,00	31,68	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	356,00	31,68	100
10	Котельная амбулатории пос. Петряевка			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
11	Котельная пос. Петряевка			
	Подземная канальная	1272,00	108,12	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	1272,00	108,12	100
12	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка			
	Подземная канальная	132,00	13,20	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	132,00	13,20	100
13	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
14	Котельная пос. Горбатовка			
	Подземная канальная	6,00	0,30	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	6,00	0,30	100
15	Котельная пос. Гавриловка			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
16	Котельная д/с № 35 пос. Желнино			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0

№ п/п	Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1			
	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	МХ, м²	Доля МХ по типам прокладки, %
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
17	Котельная пос. Желнино (Почта)			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
18	Котельная бывшее трамвайное депо			
	Подземная канальная	0,00	0,00	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	0,00	0,00	100
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147			
	Подземная канальная	140,00	7,98	100
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	140,00	7,98	100
20	Котельная ул. Сухаренко, 10			
	Подземная канальная	3318,0	1327,55	97,13
	Надземная на открытом. воздухе	240,00	19,65	2,87
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0
	Подвальная	0,00	0,00	0
	Итого	3538,00	1366,85	100
21	Котельная пос. Пыра			
	Подземная канальная	5713,00	1034,70	75,70
	Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00	0,00
	Подземная бесканальная	0,00	0,00	0,00
	Подвальная	0,00	0,00	0,00
	Итого	5713,00	1366,85	100

Характеристика тепловых сетей ГВС по типам прокладки от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 43.

Таблица 43. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации МУП «ДзержинскЭнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей от котельных МУП "ДзержинскЭнерго" в зоне деятельности ЕТО № 1				
1	Котельная № 3	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	409,4	100,00%
		Подземная канальная	409,4	100,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	409,4	100,00%
2	Котельная № 7	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
3	Котельная № 9	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в одно- трубном исчислении, м	Доля по типам про- кладки, %
		Итого	0	0,00%
4	Котельная № 11	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
5	Котельная № 14	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
6	Котельная № 21	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
7	Котельная обще- жития по ул. Га- стелло, 4 А	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	112	100,00%
		Подземная канальная	112	100,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	112	100,00%
8	Котельная школы № 25 пос. Бабино	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
9	Котельная пос. Бабино, (Посо- вет)	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
10	Котельная амбу- латории пос. Петряевка	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
11	Котельная пос. Петряевка	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	514	100,00%
		Подземная канальная	514	100,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	514	100,00%
12	Котельная школы № 16 пос. Горба- товка	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
13	Котельная пос. Горбатовка (Пос- совет)	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
14	Котельная пос. Горбатовка	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
15	Котельная пос. Гавриловка	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%

№ п/п	Наименование котельной	Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Доля по типам прокладки, %
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
16	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
17	Котельная пос. Желнино (Почта)	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
18	Котельная бывшее трамвайное депо	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	0	0,00%
		Подземная канальная	0	0,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	0	0,00%
20	Котельная ул. Сухаренко, 10	Надземная на открытом воздухе	0	0,00%
		Подземная прокладка, в том числе:	4790	100,00%
		Подземная канальная	4790	100,00%
		Подземная бесканальная	0	0,00%
		Итого	4790	100,00%
21	Котельная пос. Пыра	Подземная канальная	5713,00	100,00%
		Надземная на открытом. воздухе	0,00	0,00%
		Подземная бесканальная	0,00	0,00%
		Подвальная	0,00	0,00%
		Итого	5713,00	100,00%

2.1.5. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1

Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 44.

Таблица 44. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «Дзержинсктеплогаз»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	МХ, м2	Доля МХ по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1			
Котельная ул. К. Патоличева, 37а			
Подземная канальная	Нет тепловых сетей		
Надземная на открытом. воздухе			
Подземная бесканальная			
Подвальная			
Итого			
Котельная пр. Ленина, 8а			
Подземная канальная	Нет тепловых сетей		
Надземная на открытом. воздухе			
Подземная бесканальная			
Подвальная			

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	МХ, м2	Доля МХ по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в зоне деятельности ЕТО № 1			
Итого	Котельная ул. Строителей, 9в		
Подземная канальная	Нет тепловых сетей		
Надземная на открытом. воздухе			
Подземная бесканальная			
Подвальная			
Итого ООО «Дзержинсктеплогаз»			

2.1.6. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельной ГБУ санаторий «Пушкино» в зоне деятельности ЕТО № 1

Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" в зоне деятельности ЕТО № 1 приведена в таблице 45.

Таблица 45. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «Дзержинсктеплогаз»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	МХ, м²	Доля МХ по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" в зоне деятельности ЕТО № 1			
Подземная канальная	0,00	0,00	0,00
Надземная на открытом. воздухе	620,00	35,34	100,00
Подземная бесканальная	0,00	0,00	0,00
Подвальная	0,00	0,00	0,00
Итого	620,00	35,00	100,00

2.1.7. Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных АО «НОКК» в зоне деятельности ЕТО № 2

Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных АО «НОКК» в зоне деятельности ЕТО № 2 приведена в таблице 46.

Таблица 46. Способ прокладки тепловых сетей теплоснабжающей организации АО «НОКК»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	МХ, м²	Доля МХ по типам прокладки, %
Характеристика тепловых сетей по типам прокладки от котельных АО «НОКК» в зоне деятельности ЕТО № 2			
Котельная №42			
Подземная канальная	0,00	0,00	0,00
Надземная на открытом. воздухе	2497,00	249,70	100,00
Подземная бесканальная	0,00	0,00	0,00
Подвальная	0,00	0,00	0,00
Итого	2497,00	249,70	100,00
ИТОГО по ЕТО №2	2497,00	249,70	100,00

2.1.8. Сроки эксплуатации тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ

Компенсация расширений трубопроводов тепловых сетей обеспечивается за счет углов поворота теплотрассы, а также П-образных компенсаторов. Участки, обладающие наименьшей надежностью относительно характеристик грунтов, не выявлены.

Основная часть трубопроводов (53,82 % по материальной характеристике) была введена в эксплуатацию с 2004 г.

На основании предоставленного филиалом «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» перечня участков тепловых сетей (характеристика тепловых сетей в **эксплуатационной ответственности филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»** на 01.01.2024 года) данные о возрасте трубопроводов тепловых сетей были систематизированы. Сведения о возрасте тепловых сетей и доле материальной характеристике по каждому возрастному диапазону приведены в таблице 47.

Таблица 47. Характеристика тепловых сетей по сроку службы города Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Периоды ввода в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей	Срок эксплуатации, лет	Протяженность трубопроводов в однотруб. исчислении, м	Материальная характеристика трубопроводов на участке, м ²	В процентном соотношении к общей мат. хар. сетей
До 1990 г.	41	93 742,90	25 015,14	36,04%
С 1991 г. по 1998 г.	28	11 672,00	6 057,63	8,73%
С 1999 г. по 2003 г.	21	1 674,00	895,5	1,29%
С 2004 г. по 2023 г.	9	188 968,04	37 450,24	53,95%
ИТОГО	-	296 056,94	69 418,51	100,00%

На основании данных таблицы 47 можно сделать вывод о том, что наиболее весомая доля тепловых сетей – 46,38 % приходится на теплотрассы возрастом от 8 лет и выше, которые были введены в эксплуатацию после 2004 года. Вторую по доле в материальной характеристике составляют трубопроводы, введенные в эксплуатацию до 1990 г. 36,13 % возрастом около 41 года. Третью по доле в материальной характеристике составляют трубопроводы, введенные в эксплуатацию 1991 – 1998 гг. – 8,75 % возрастом 20 – 28 лет.

Четвертую по доле в материальной характеристике составляют трубопроводы, введенные в эксплуатацию с 1999 г. по 2003 г. – 1,29 % возрастом около 21 года. В целом, техническое состояние тепловых сетей в ГО «Город Дзержинск» можно признать удовлетворительным.

В то же время, большое количество участков тепловых сетей в системах теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» требует реконструкции с целью восстановления их технических характеристик до нормативного уровня, что в свою очередь приведет к повышению надежности работы, сокращению тепловых потерь и затрат теплоносителя.

2.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» использовался программно-расчетный комплекс Zulu Thermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Технический отчет «Разработка Электронной модели системы теплоснабжения» и Электронная модель системы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» переданы Заказчику.

2.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

2.3.1. Тепловые сети в системе теплоснабжения ГО «Город Дзержинск»

Параметры тепловых сетей источников теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» представлены в Главе 3 «Электронная модель» в Приложении 1. «Альбом характеристик тепловых сетей в схеме теплоснабжения ГО «Город Дзержинск».

Компенсация тепловых удлинений осуществляется П-образными компенсаторами, по ряду котельных – сильфонными компенсаторами (в тепловых сетях от котельных № 27, № 36, № 37, № 59), а также за счет поворотов трассы.

Основные магистральные трубопроводы от Дзержинской ТЭЦ и крупных котельных проложены в промышленных зонах. Грунт в этих районах состоит из полутвердых и тугопластичных глин, перемешанных с суглинками, в отдельных интервалах с прослойками песков и с включениями строительного мусора от 5 до 20 %. По условиям питания и характеру распространения подземные воды относятся к типу «грунтовые».

Водовмещающими породами являются четвертичные песчано-глинистые отложения и глины зоны трещиноватости. По результатам химических анализов грунтовые воды по составу пресные, гидрокарбонатные и хлоридно-гидрокарбонатные, натриево-кальциевые и магниевые-кальциевые, умеренно-жесткие и жесткие, кислые. По отношению к бетону и арматуре железобетонных конструкций агрессивными свойствами они не обладают. Степень коррозионной агрессивности воды к металлическим конструкциям оценивается как средняя.

Наименее надежные участки тепловых сетей в системе теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» отсутствуют.

2.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ГО «Город Дзержинск»

В системе теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» секционирующая арматура представляет собой стальные клиновые фланцевые задвижки, регулирующая арматура – поворотные затворы.

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, а также мест их установки представлены в таблице 48

Таблица 48. Технические характеристики секционирующей запорной арматуры в системе теплоснабжения ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	Секционируемый участок	Усл. диаметр тр-да, Ду, мм	Количество трубопроводов, шт.	Протяженность участка, м	Внутренний объем одного тр-да, м³	Секционирующая запорная арматура							Примечание
						Местонахождение		Вид	Тип	Количество	Усл. проход, Ду, мм	Усл. давление, Ру, кгс/см²	
						Начало участка	Конец участка						
I очередь строительства													
1	Дзержинская ТЭЦ - павильон № 2	800	2	1217	612	Дз. ТЭЦ	Павильон № 2	Поворотные затворы	ИА 99044-800-02	2	800	25	Подающий и обратный трубопроводы
								Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж 1	2	800	25	
2	Павильон № 2 - павильон № 3	800	2	1023	514		Павильон № 3	Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж 1	2	600	25	Подающий и обратный трубопроводы
									30с927нж 1	2	500	25	
									30с65нж	2	200	25	
3	Павильон № 3 - ТК-34а	200	2	65	2	Пав. № 3		Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с65нж	2	200	25	Подающий и обратный трубопроводы
							ТК-34а	Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж	2	300	25	
4	Павильон № 3 - ТК-69а	500	2	2155	447	Пав. № 3		Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж 1	2	500	25	Подающий и обрат. тр-ды
							ТК-69а		30с927нж	2	500	25	
5	ТК-69а - неподвижная опора (н. о.) № 209	500	2	1090	226		Н. о. № 209	Задвижки стальные клиновые фланцевые (в ТК-1 у тяговой подстанции)	30с927нж	2	400	16	Подающий и обратный трубопроводы
5	Павильон № 3 - ТК-40	700	2	485	187	Пав. № 3		Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж 1	2	600	25	Подающий и обрат. тр-ды
							ТК-40		30с927нж 1	2	600	25	
7	ТК-40 - ТК-68	700	2	870	335		ТК-68	Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж 1	2	600	25	Подающий и обратный трубопроводы
8	ТК-68 - ТК-47	700	2	850	327		ТК-47		30с564нж	2	600	25	
9	ТК-47 - ТК-51а	700	2	700	269		ТК-51а		30с564нж	2	600	25	
10	ТК-51а - ТК-55	500	2	800	166		ТК-55		30с572нж	2	400	25	
									30с564бр	2	300	25	
11	ТК-55 - ТК-59а	300	2	573	43		ТК-59а		30с646р	2	100	16	
Перемычка № 1 между I и II очередями строительства													

№ п/п	Секционире- мый участок	Усл. диа- метр тр-да, Ду, мм	Количе- ство трубо- проводов, шт.	Протя- женность участка, м	Внутрен- ний объем одного тр- да, м³	Секционирующая запорная арматура						Примечание	
						Местонахождение		Вид	Тип	Коли- чество	Усл. проход, Ду, мм		Усл. дав- ление, Ру, кгс/см²
						Начало участка	Конец участка						
12	TK-55 - TK-556 - TK-56a	500	2	498	103		TK-556	Задвижки стальные клиновые фланце- вые	30с572нж	2	400	25	Подающий и обратный трубопроводы
							TK-56a		30с964нж	2	400	25	
13	TK-56a - TK-131	400	2	755	100		TK-131		30с927нж	2	500	25	
Перемычка № 2 между I и II очередями строительства													
14	TK-556 - TK-2	500	2	417	87		TK-2	Задвижки стальные клиновые фланце- вые	30с572нж	2	400	25	Подающий и обратный трубопроводы
15	TK-2 - TK-132(7)	500	2	865	179		TK-132(7)		30с927нж	2	500	25	
16	TK-132(7) - TK- 1316(1)	500	2	905	188		TK-1316		30с927нж	2	500	25	
II очередь строительства													
17	Дз. ТЭЦ - пави- льон № 2	800	2	1217	612	Дз. ТЭЦ		Поворотные за- творы	ИА 99044- 800-02	2	800	25	Подающ. и обрат. тр-ды
							Пав. № 2	Задвижка стальная клиновая фланце- вая	30с927нж 1	2	800	25	
18	Пав. № 2 - TK- 102	800	2	1296	651		TK-102		30с9276р	2	600	25	
19	TK-102 – пав. № 4	800	2	595	299		Пав. № 4		30с927нж	1	800	25	
									30с927нж	2	600	25	
20	Пав. № 4 - пави- льон № 5	1000	1	1360	1068		Павильон № 5	Задвижка стальная клиновая фланце- вая	30с927нж	1	800	25	Подающий трубопровод
21	Пав. № 5 - пави- льон № 6:	1000/80 0	1	2346	1499		Павильон № 6		30с927нж	1	800	25	
21. 1	Пав. № 5 - НПС	1000	1	1130	888				30с927нж	1	1000	25	
21. 2	НПС - павильон № 6	800	1	1216	611			Задвижка стальная клиновая фланце- вая	30с927нж	1	800	25	
22	Павильон № 6 - павильон № 7	800	1	644	324		Павильон № 7	Задвижка стальная клиновая фланце- вая	30с927нж	1	800	25	Подающий трубопровод
23	Пав. № 4-пав.№ 5	700	2	1415	544		Пав. № 5	Задвижки стальные клиновые фланце- вые	30с927нж	2	600	25	Два обр. тр- да
24	Пав. № 5 - TK- 109	700	2	870	335		TK-109		30с9276р	2	600	25	Два обратных трубопровода
25	TK-109 – пав. № 6	700	2	1420	546		Пав. н № 6		30с927нж	2	500	25	
26	Павильон № 6 - павильон № 7	700	2	650	250		Павильон № 7		30с927нж	1	600	25	Два обратных трубопровода
								30с927нж	1	500	25		

№ п/п	Секционируемый участок	Усл. диаметр тр-да, Ду, мм	Количество трубопроводов, шт.	Протяженность участка, м	Внутренний объем одного тр-да, м³	Секционирующая запорная арматура						Примечание	
						Местонахождение		Вид	Тип	Количество	Усл. проход, Ду, мм		Усл. давление, Ру, кгс/см²
						Начало участка	Конец участка						
27	Пав. № 7 - ТК-131 - ТК-1316	700	2	850	327		ТК-131	Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж	2	500	25	Подающий и обратный трубопроводы
							ТК-1316(1)		30с927нж	2	500	25	
							ТК-1316(2)		30с927нж	2	500	25	
28	ТК-1316 - ТК-136	500	2	945	196		ТК-136		30с927нж	2	500	25	
29	ТК-136 – пав. 1	500	2	1130	234		Пав. № 1		30с927нж	2	500	25	
III очередь строительства													
30	Павильон № 7 - неподвижная опора (н. о.) № 135	500	2	1800	374	Павильон № 7		Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж	3 (одна на под. и 2-е на 2-х обр. тр-дах)	500	25	Подающий и обратный трубопроводы
							Н. о. № 135						
31	Н. о. № 135 - павильон № 1	500	2	1595	331		Пав. № 1	Задвижки стальные клиновые фланцевые	30с927нж	2	500	25	Подающий и обратный трубопроводы
32	Павильон № 1 - ТК-227	500	2	655	136	Пав. № 1			30с927нж	2	500	25	
							ТК-227		30с564нж	2	300	25	

2.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры в системе теплоснабжения представляют собой сборные железобетонные конструкции, предназначенные для прокладки подземных теплопроводов. Материалом для стенок камер служат кирпич и фундаментные блоки ФБС. Для обеспечения гидроизоляционных свойств тепловых камер используется обмазка битумом. Такие конструкции позволяют сохранять стабильный режим в трубопроводах на всей его протяженности. Кроме того, подземные коммуникации, проложенные в тепловых камерах, хорошо защищены от проседания грунта и вибраций.

2.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

2.6.1. График регулирования отпуска тепла от Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс»

В системе теплоснабжения от Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии с графиком $T_1 = 136\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_2 = 68\text{ }^{\circ}\text{C}$ при расчетной температуре наружного воздуха $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ со срезкой $T_1 = 115\text{ }^{\circ}\text{C}$ и нижней срезкой на межотопительный сезон $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ (

Рисунок 9, Таблица 49).



Рисунок 9. Температурный график сетевой воды Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс»

Таблица 49. Температуры сетевой воды по расчетному и утвержденному графику с разбивкой по температурам наружного воздуха

Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды, °C, по утвержденному графику		Температура сетевой воды, °C, по расчетному графику	
	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
8	70,00	52,60	54,5	37,2
7	70,00	51,20	57,1	38,3
6	70,00	49,70	59,6	39,3
5	70,00	48,30	62,1	40,4
4	70,00	46,90	64,5	41,4
3	70,00	45,40	67,0	42,4
2	70,0	44,0	69,4	43,4
1	71,8	44,3	71,8	44,3
0	74,2	45,3	74,2	45,3
-1	76,6	46,3	76,6	46,3
-2	79,0	47,2	79,0	47,2
-3	81,4	48,1	81,4	48,1
-4	83,8	49,0	83,8	49,0
-5	86,1	49,9	86,1	49,9
-6	88,4	50,8	88,4	50,8
-7	90,8	51,7	90,8	51,7
-8	93,1	52,6	93,1	52,6

Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды, °C, по утвержденному графику		Температура сетевой воды, °C, по рас- четному графику	
	В подающем трубо- проводе	В обратном трубо- проводе	В подающем трубо- проводе	В обратном трубо- проводе
-9	95,4	53,5	95,4	53,5
-10	97,7	54,3	97,7	54,3
-11	100,0	55,2	100,0	55,2
-12	102,3	56,0	102,3	56,0
-13	104,6	56,9	104,6	56,9
-14	106,9	57,7	106,9	57,7
-15	109,2	58,5	109,2	58,5
-16	111,4	59,3	111,4	59,3
-17	113,7	60,2	113,7	60,2
-18	115,0	60,4	115,9	61,0
-19	115,0	59,9	118,2	61,8
-20	115,0	59,4	120,4	62,6
-21	115,0	58,9	122,7	63,4
-22	115,0	58,3	124,9	64,1
-23	115,0	57,8	127,1	64,9
-24	115,0	57,3	129,4	65,7
-25	115,0	56,8	131,6	66,5
-26	115,0	56,3	133,8	67,2
-27	115,0	55,8	136,0	68,0

2.6.2. График регулирования отпуска тепла от котельных ООО «Нижегородтеплогаз»

Для котельных ООО «Нижегородтеплогаз» принят график $t_1 = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.
Утвержденный график котельных ООО «Нижегородтеплогаз» соответствует расчетному
графику (Рисунок 10, Таблица 50).

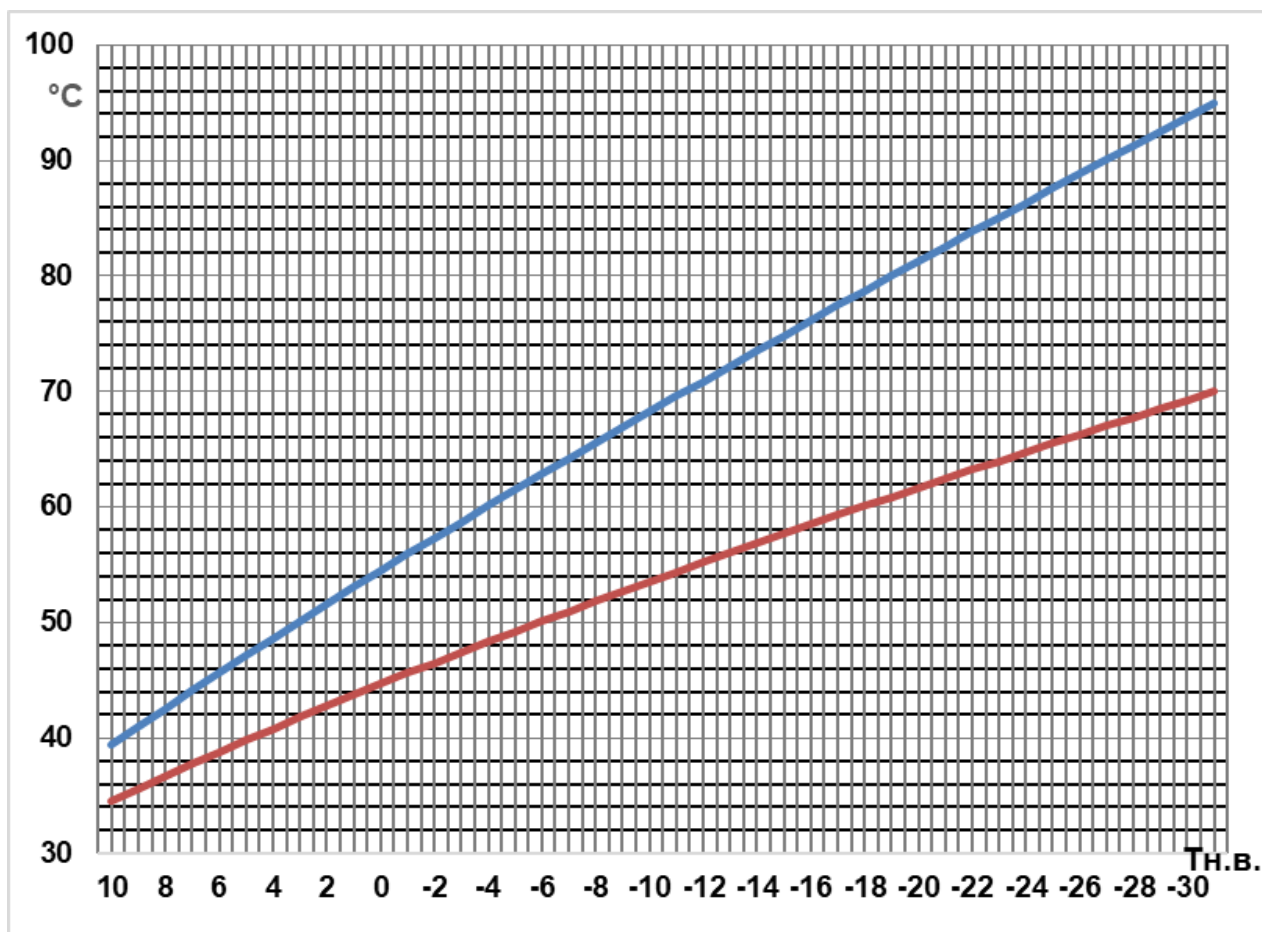


Рисунок 10. Температурный график сетевой воды котельных ООО «Нижегородтеплогаз»

Таблица 50. Температуры сетевой воды по расчетному и утвержденному графику с разбивкой по температурам наружного воздуха

Температура наружного воз- духа, $^{\circ}C$	Температура сетевой воды, $^{\circ}C$, по расчетному графику		Температура сетевой воды, $^{\circ}C$, по утвержденному графику	
	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
10	39,4	34,5	39,4	34,5
9	41,0	35,6	41,0	35,6
8	42,6	36,7	42,6	36,7
7	44,1	37,8	44,1	37,8
6	45,7	38,8	45,7	38,8
5	47,2	39,8	47,2	39,8
4	48,6	40,8	48,6	40,8
3	50,1	41,8	50,1	41,8
2	51,6	42,8	51,6	42,8
1	53,0	43,7	53,0	43,7
0	54,5	44,7	54,5	44,7
-1	55,9	45,6	55,9	45,6
-2	57,3	46,5	57,3	46,5
-3	58,7	47,4	58,7	47,4
-4	60,1	48,3	60,1	48,3
-5	61,5	49,2	61,5	49,2
-6	62,8	50,1	62,8	50,1
-7	64,2	51,0	64,2	51,0
-8	65,5	51,8	65,5	51,8
-9	66,9	52,7	66,9	52,7
-10	68,2	53,5	68,2	53,5
-11	69,6	54,4	69,6	54,4
-12	70,9	55,2	70,9	55,2
-13	72,2	56,0	72,2	56,0
-14	73,5	56,9	73,5	56,9

Температура наружного воз- духа, °С	Температура сетевой воды, °С, по расчетному графику		Температура сетевой воды, °С, по утвержденному графику	
	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
-15	74,8	57,7	74,8	57,7
-16	76,1	58,5	76,1	58,5
-17	77,4	59,3	77,4	59,3
-18	78,7	60,1	78,7	60,1
-19	80,0	60,9	80,0	60,9
-20	81,3	61,7	81,3	61,7
-21	82,5	62,4	82,5	62,4
-22	83,8	63,2	83,8	63,2
-23	85,1	64,0	85,1	64,0
-24	86,3	64,8	86,3	64,8
-25	87,6	65,5	87,6	65,5
-26	88,8	66,3	88,8	66,3
-27	90,1	67,0	90,1	67,0
-28	91,3	67,8	91,3	67,8
-29	92,5	68,5	92,5	68,5
-30	93,8	69,3	93,8	69,3
-31	95	70	95	70

2.6.3. График регулирования отпуска тепла от котельных МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК», котельной пос. Пыра и ООО «Дзержинсктеплогаз»

От котельных МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК» и котельной пос. Пыра принят график $t_1 = 95$ °С, $t_2 = 70$ °С. График котельных МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК», котельной пос. Пыра и ООО «Дзержинсктеплогаз» совпадает с расчетным графиком (Рисунок 11, Таблица 51).

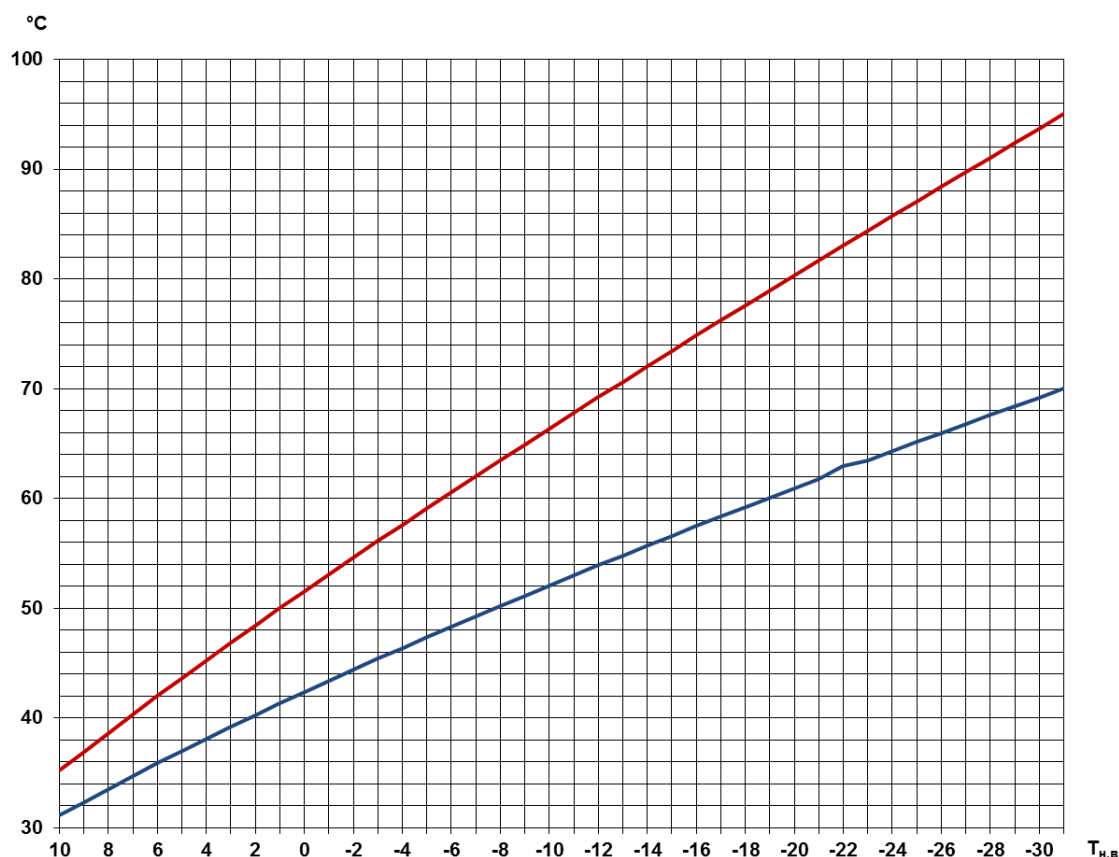


Рисунок 11. Температурный график сетевой воды котельных МУП «ДзержинскЭнерго»,
АО «НОКК», котельной пос. Пыра и ООО «Дзержинсктеплогаз»

Таблица 51. Температуры сетевой воды по расчетному и утвержденному графику с разбивкой по температурам наружного воздуха

Температура наружного воздуха, °C	Температура сетевой воды, °C, по расчетному графику		Температура сетевой воды, °C, по утвержденному графику	
	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
10	35,17	31,09	35,17	31,09
9	36,92	32,33	36,92	32,33
8	38,64	33,54	38,64	33,54
7	40,33	34,72	40,33	34,72
6	41,99	35,87	41,99	35,87
5	43,63	37,00	43,63	37,00
4	45,25	38,10	45,25	38,10
3	46,85	39,19	46,85	39,19
2	48,43	40,26	48,43	40,26
1	49,99	41,32	49,99	41,32
0	51,54	42,36	51,54	42,36
-1	53,07	43,38	53,07	43,38
-2	54,60	44,39	54,60	44,39
-3	56,10	45,39	56,10	45,39
-4	57,60	46,38	57,60	46,38
-5	59,09	47,35	59,09	47,35
-6	60,56	48,32	60,56	48,32
-7	62,03	49,27	62,03	49,27
-8	63,48	50,22	63,48	50,22
-9	64,93	51,15	64,93	51,15
-10	66,36	52,08	66,36	52,08
-11	67,79	53,00	67,79	53,00
-12	69,21	53,91	69,21	53,91
-13	70,63	54,81	70,63	54,81
-14	72,03	55,71	72,03	55,71
-15	73,43	56,59	73,43	56,59
-16	74,82	57,48	74,82	57,48
-17	76,21	58,35	76,21	58,35
-18	77,59	59,22	77,59	59,22
-19	78,96	60,08	78,96	60,08
-20	80,32	60,94	80,32	60,94
-21	81,68	61,79	81,68	61,79
-22	83,04	62,93	83,04	62,93
-23	84,39	63,47	84,39	63,47
-24	85,73	64,30	85,73	64,30
-25	87,07	65,13	87,07	65,13
-26	88,40	65,95	88,40	65,95
-27	89,73	66,77	89,73	66,77
-28	91,06	67,59	91,06	67,59
-29	92,37	68,40	92,37	68,40
-30	93,69	69,20	93,69	69,20
-31	95,00	70,00	95,00	70,00

2.6.4. График регулирования отпуска тепла от котельной ул. Сухаренко, 10

График регулирования отпуска тепловой энергии в системе отопления от теплопункта бетонного участка и котельной ул. Сухаренко, 10 приведен на рисунке 12. От котельной ул. Сухаренко, 10 принят график отпуска сетевой воды $t_1 = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, утвержденный график совпадает с расчетным графиком (Таблица 52).

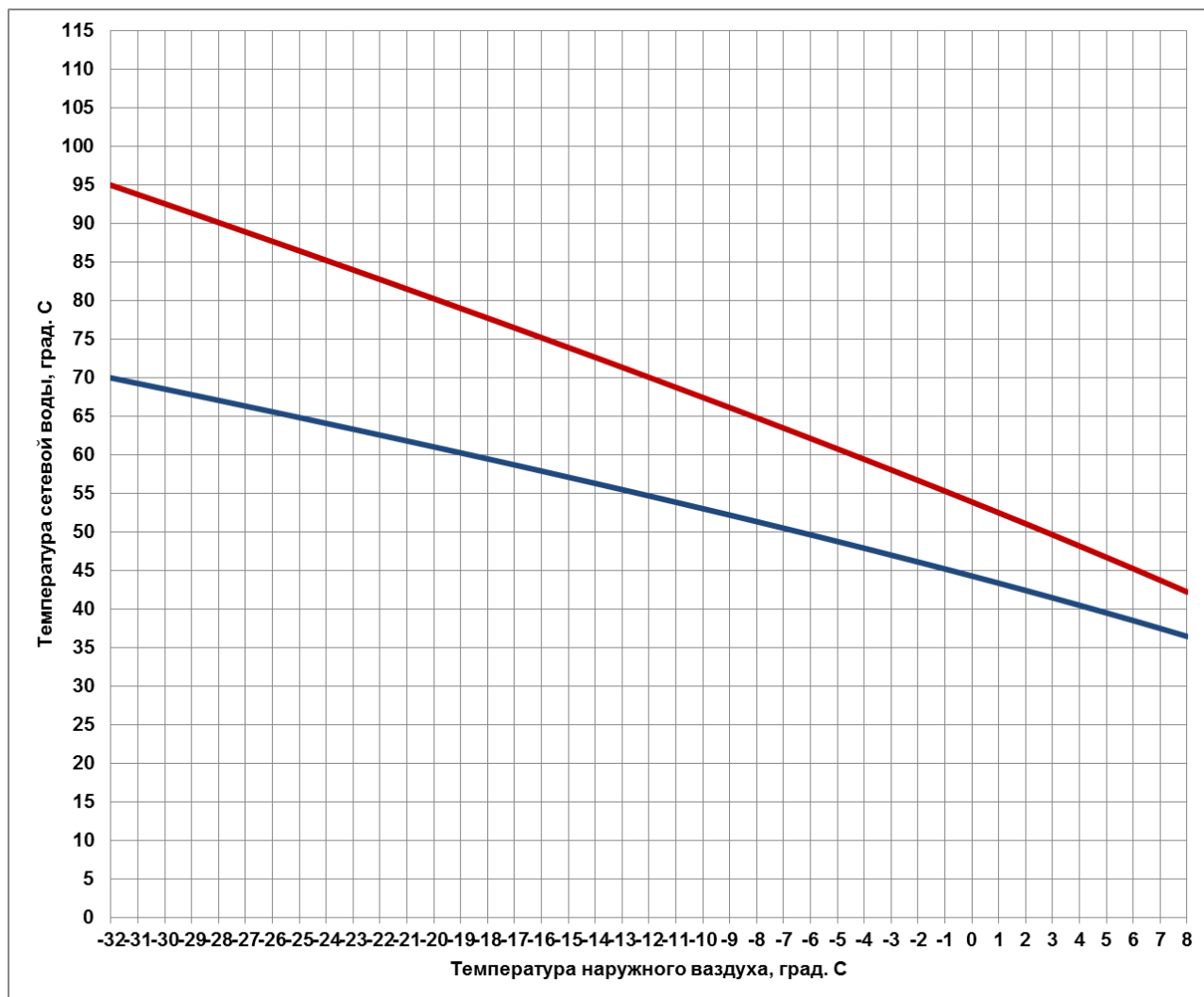


Рисунок 12. График регулирования отпуска тепловой энергии в системе отопления МУП «ДзержинскЭнерго»

Таблица 52. Температуры сетевой воды по расчетному и утвержденному графику с разбивкой по температурам наружного воздуха

Температура наружного воз- духа	Температура воды в подаю- щем трубопроводе	Температура воды в обрат- ном трубопроводе	Температура наружного воз- духа	Температура воды в подаю- щем трубопроводе	Температура воды в обрат- ном трубопроводе
8	42	36	-12	70	55
7	44	37	-13	71	56
6	45	39	-14	73	56
5	47	40	-15	74	57
4	48	40	-16	75	58
3	50	41	-17	76	59
2	51	42	-18	78	59
1	52	43	-19	79	60
0	54	44	-20	80	61
-1	55	45	-21	82	62
-2	57	46	-22	83	63
-3	58	47	-23	84	63

Температура наружного воз- духа	Температура воды в подаю- щем трубопроводе	Температура воды в обрат- ном трубопроводе	Температура наружного воз- духа	Температура воды в подаю- щем трубопроводе	Температура воды в обрат- ном трубопроводе
-4	59	48	-24	85	64
-5	61	49	-25	86	65
-6	62	50	-26	88	66
-7	63	51	-27	89	66
-8	65	51	-28	90	67
-9	66	52	-29	91	68
-10	67	53	-30	93	69
-11	69	54	-31	94	69

2.6.5. Анализ обоснованности графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети

График Дзержинской ТЭЦ 138/68 °С выполнен со спрямлением на ГВС на 70 °С при температуре наружного воздуха + 2 °С, имеет срезку на 110 °С при температуре наружного воздуха -16 °С, а также нижнюю срезку на межотопительный сезон 72 °С.

Анализ гидравлических режимов тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ показывает устойчивую работу трубопроводов по всем режимам в отопительный и летний периоды.

Переход на более низкий график (135/70 °С или 130/70 °С) нецелесообразен, так в этом случае потребуется увеличение расхода теплоносителя в трубопроводах тепловой сети на 15 % при переходе на график 135/70 °С, а при переходе на график 130/70 °С увеличение расхода теплоносителя составит более 30 %. Увеличение расхода теплоносителя в трубопроводах тепловой сети потребует увеличения давления на коллекторах ТЭЦ и приведет к перерасходу электрической энергии на насосном оборудовании.

Выбор графика 95/70 °С отпуска тепла от котельных ГО «Город Дзержинск» в основном обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей. В настоящее время наладка теплоиспользующих устройств и абонентских тепловых установок, производится в соответствии с действующим графиком качественного регулирования по отопительной нагрузке 95/70 °С.

Изменение температурного графика на котельных ГО «Город Дзержинск» нецелесообразно.

2.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

2.7.1. Анализ фактических режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ

Анализ фактических режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети от Дзержинской ТЭЦ и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла выполнялся по данным учета за отопительный период 2023 г.

Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «Город 1-я очередь ПАО Т Плюс» представлены на рисунке 13. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

- на диапазоне температур наружного воздуха от -5 до 1 °С имеются отклонения фактических температур сетевой воды в подающем трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком на 5 °С;

- во всем диапазоне температур наружного воздуха фактическая температура сетевой воды в обратном трубопроводе имеет незначительное превышение от температуры в утвержденном графике.

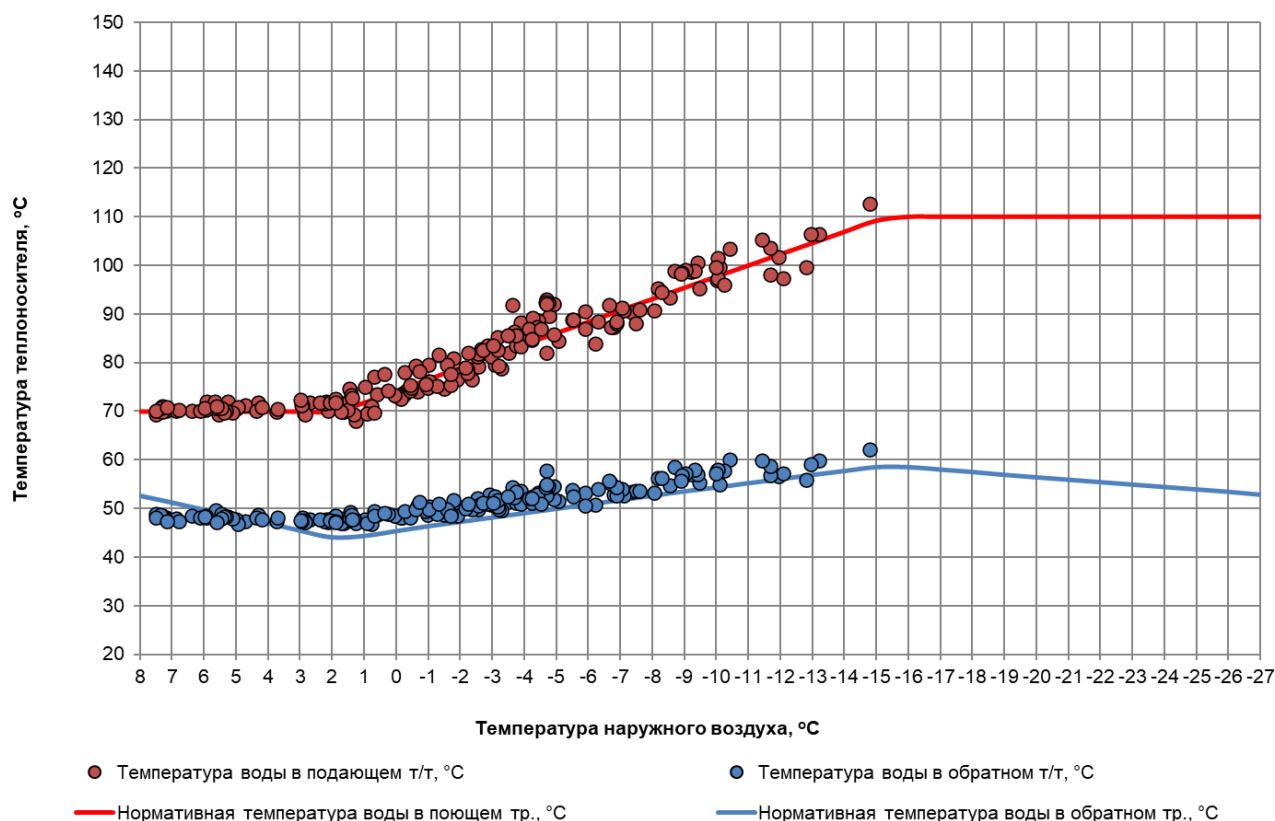


Рисунок 13. Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «Город 1-я очередь ПАО Т Плюс»

Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «Город 2-я очередь ПАО Т Плюс» в отопительный период 2022 г. представлены на рисунке 14. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

- в диапазоне температур наружного воздуха от -15 до +0 °С фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе превышает значения в температуры в утвержденном графике на 5-10°С;

- в диапазоне температур наружного воздуха от +0 до +8 °С имеются отклонения фактической температуры сетевой воды в обратном трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком на 5°С.

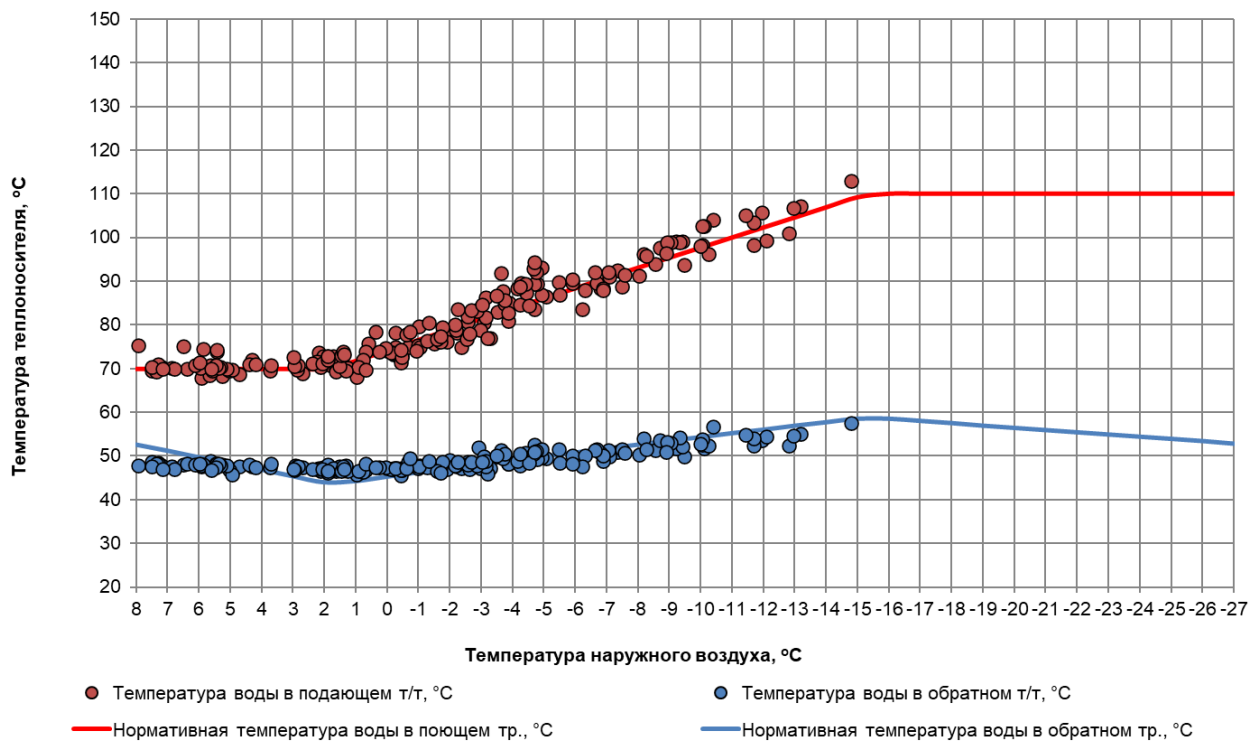


Рисунок 14. Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «Город 2-я очередь ПАО Т Плюс»

Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «ОАО «Дзержинское» в отопительный период 2022 г. представлены на рисунке 15. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в подающем трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком;
- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком.

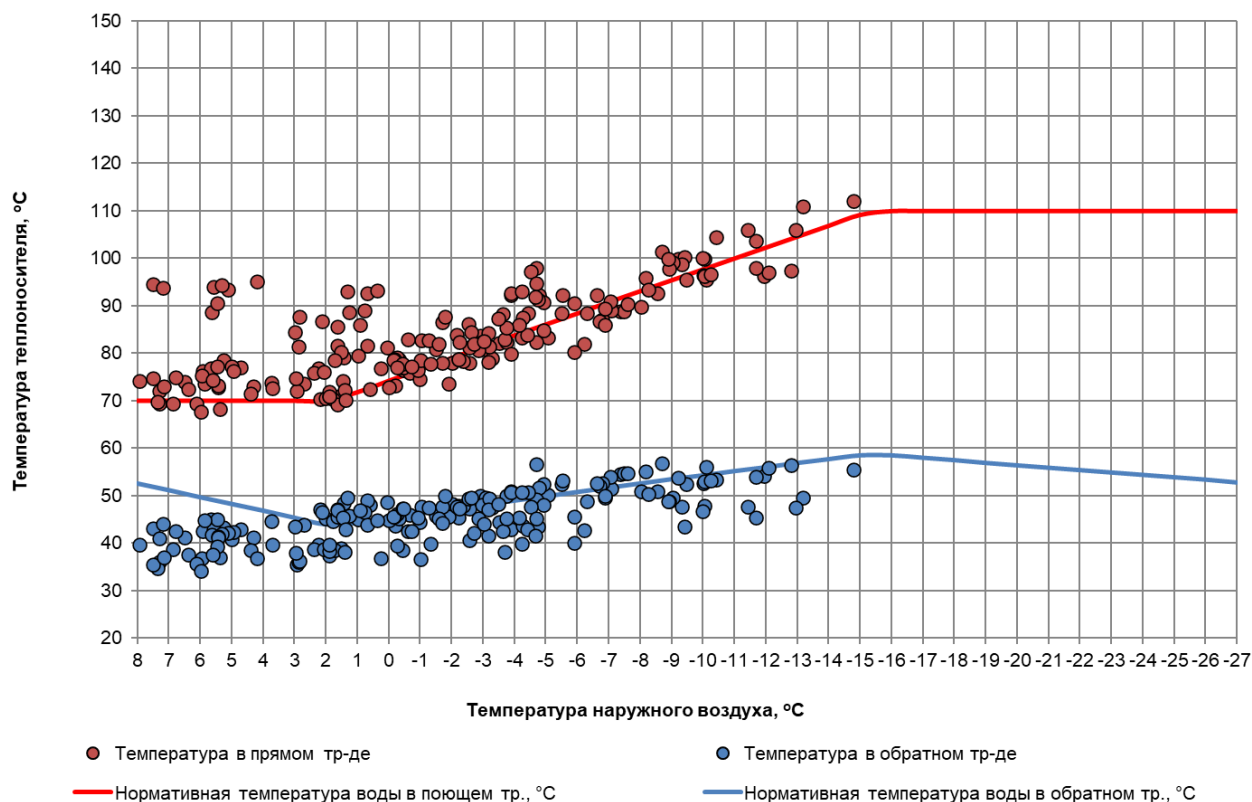


Рисунок 15. Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – «ОАО «Дзержинское»

Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – ООО "Крона" в отопительный период 2022 г. представлены на рисунке 16. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в подающем трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком;
- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком.

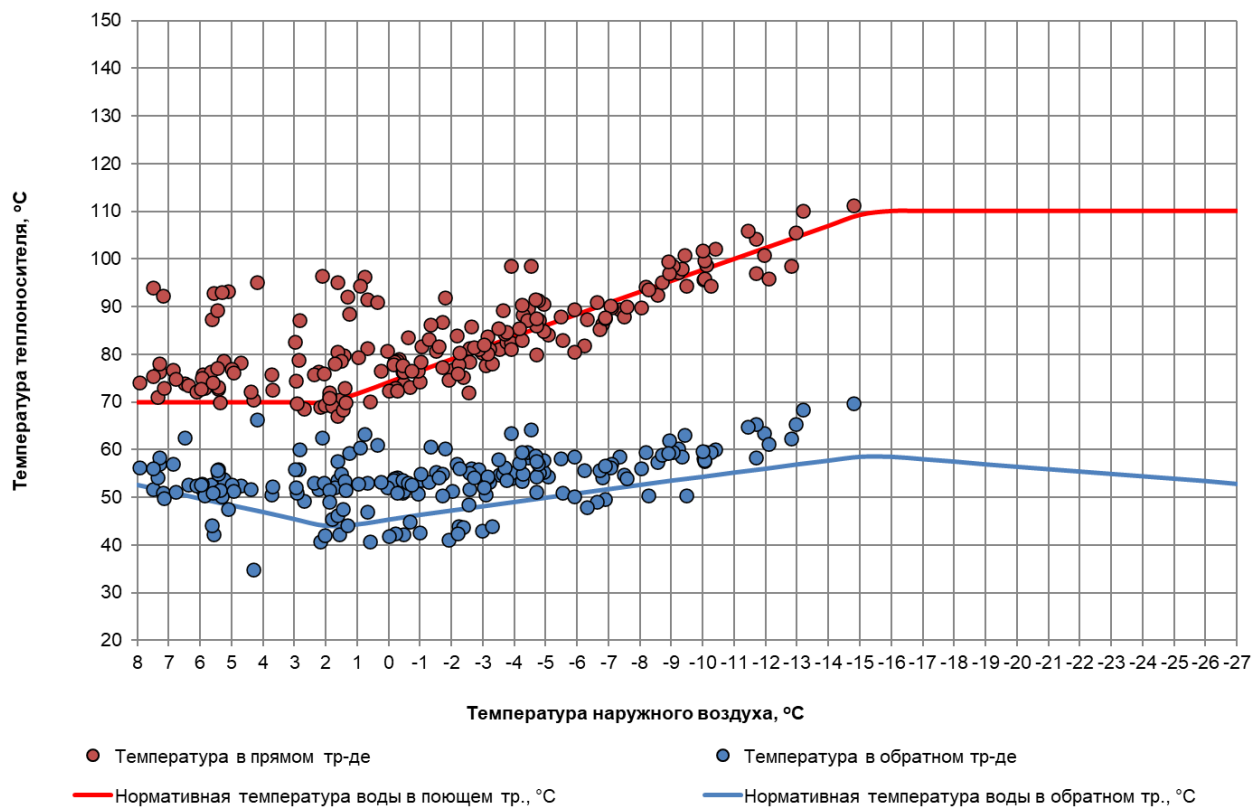


Рисунок 16. Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – ООО «Крона»

Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – Танк - Контейнер Сервис (ООО "НПО Техноград") в отопительный период 2023 г. представлены на рисунке 17. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:

- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в подающем трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком;
- на всем диапазоне температур наружного воздуха имеются отклонения фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе в сравнении с утвержденным температурным графиком;

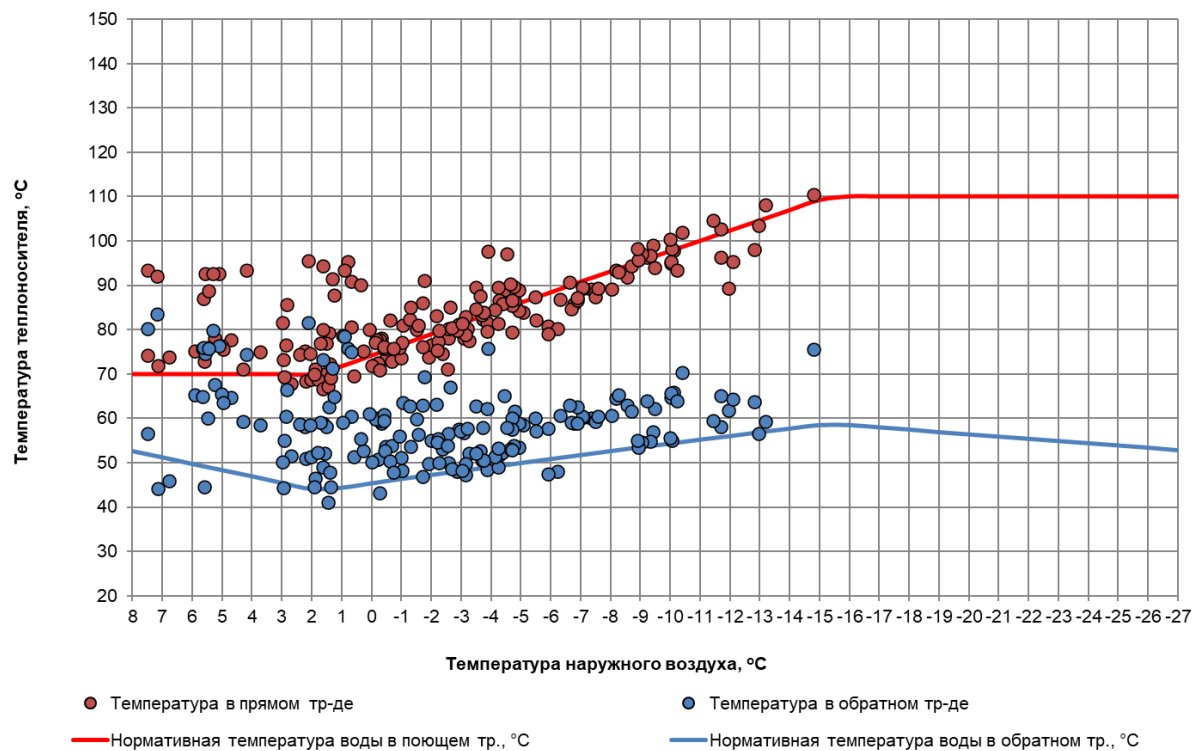


Рисунок 17. Результаты анализа температуры теплоносителя при отпуске тепловой энергии по направлению Дзержинская ТЭЦ – Танк - Контейнер Сервис (ООО "НПО Техноград")

2.7.2. Анализ фактических режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети от котельных ГО «Город Дзержинск»

Данные по фактическим режимам отпуска тепла в тепловые сети ООО «Нижегородтеплогаз» не предоставлены, поэтому отсутствует возможность осуществить анализ на соответствие утвержденным графикам.

На котельных МУП «ДзержинскЭнерго», АО «НОКК», ООО «Дзержинсктеплогаз» и ГБУ санаторий «Пушкино» отсутствует учет фактических параметров теплоносителя, поэтому нет возможности проанализировать их соответствие утвержденным графикам.

2.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

2.8.1. Общие сведения

Гидравлический режим тепловых сетей – режим, определяющий давление в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамического) и при неподвижной воде (гидростатического).

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии и гидравлических режимов тепловых сетей проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей.

Гидравлический расчет существующих сетей теплоснабжения городского округа город Дзержинск проведен для наиболее удаленных потребителей от каждого источника теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах,

напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Гидравлический расчет произведен в программном модуле ZuluThermo в составе «Электронной модели системы теплоснабжения городского округа город Дзержинск».

Для анализа проведенных расчетов гидравлических режимов сетей формируются пьезометрические графики от каждого источника выработки тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей. Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета.

Для анализа гидравлических режимов и построения пьезометрических графиков тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ выбраны следующие расчетные участки:

- 1) ТЭЦ - узел ТК59А;
- 2) ТЭЦ – НО-209;
- 3) ТЭЦ 2 очередь – ТК227;
- 4) ПАВ 4 1 очередь – ПАВ 7;
- 5) ПАВ 7 3 очередь – ПАВ 1.

Анализ результатов расчетов не выявил проблемных участков тепловых сетей.

Более подробно анализ гидравлических режимов тепловых сетей ГО «Город Дзержинск» с пьезометрическими графиками представлены в Главы 3.

2.8.2. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А

Результат расчета гидравлического режима магистральных тепловых сетей в отопительный (зимний) период 2022-2023 гг. от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А показаны в таблице 53.

Таблица 53. Результаты расчета гидравлического режима участка от Дзержинской ТЭЦ до ТК-59А

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего тр-да, м	Внутренний диаметр обратного тр-да, м	Расход воды в подающем тр-де, т/ч	Расход воды в обратном тр-де, т/ч	Давление в начале подающего тр-да, МПа	Давление в конце обратного тр-да, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЭЦ	Головные затворы	9	1,4	1,4	5485,22	-5395,77	115,40	17,40
Головные затворы	з/а I очередь в ТК Дз.ТЭЦ	1	0,804	0,804	2659,87	-2622,94	115,39	17,41
з/а I очередь в ТК Дз.ТЭЦ	Стойка 1	133	0,804	0,804	2659,87	-2622,94	115,34	17,47
Стойка 1	Стойка 2	99	0,804	0,804	2659,68	-2623,13	114,31	18,49
Стойка 2	з/а I очередь ПАВ 2	1165	0,804	0,804	2659,55	-2623,27	113,59	19,26
з/а I очередь ПАВ 2	смена изоляции АЗС ПИРС	296	0,804	0,804	2657,93	-2624,92	107,61	26,30
смена изоляции АЗС ПИРС	смена изоляции АЗС ЛУКОЙЛ	350	0,804	0,804	2657,52	-2625,33	109,06	33,08

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающе го тр-да, м	Внутренний диаметр обратного тр-да, м	Расход воды в подающе м тр-де, т/ч	Расход воды в обратно м тр-де, т/ч	Давлени е в начале подающе го, м	Давлен ие в конце обратно го, м
смена изоляции АЗС ЛУКОЙЛ	ПАВ 3 узел	300	0,804	0,804	2657,03	-2625,83	106,33	36,11
ПАВ 3 узел	ПАВ 3	1	0,804	0,804	1951,46	-1928,56	97,77	32,91
ПАВ 3	з/а в ПАВ 3 на ТК-36	1	0,704	0,704	1951,46	-1928,56	97,77	32,91
з/а в ПАВ 3 на ТК-36	ПАВ 3 на ТК36 (ТК36 на ТК55)	0	0,704	0,704	1951,46	-1928,56	97,76	32,91
ПАВ 3 на ТК36 (ТК36 на ТК55)	ТК36	124	0,704	0,704	1951,46	-1928,56	97,12	33,61
ТК36	ТК36А	150	0,704	0,704	1939,59	-1917,06	99,02	37,81
ТК36А	ТК40	220	0,704	0,704	1889,10	-1867,08	98,34	38,55
ТК40	з/а в ТК-40 на ТК-37А	1	0,704	0,704	1802,06	-1781,13	98,42	40,54
з/а в ТК-40 на ТК-37А	ТК37А	63	0,704	0,704	1802,05	-1781,13	98,42	40,55
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТК37А	ТК38А	285	0,704	0,704	1793,97	-1773,24	96,85	40,15
ТК38А	ТК39	140	0,704	0,704	1744,29	-1724,40	95,23	40,81
ТК39	ТК39А	195	0,704	0,704	1699,04	-1679,73	93,93	40,99
ТК39А	ТК68	190	0,704	0,704	1486,26	-1468,56	92,47	41,36
ТК68	ТК43	370	0,704	0,704	1486,06	-1468,77	92,23	42,45
ТК43	ТК45	220	0,704	0,704	1455,70	-1439,38	91,64	43,58
ТК45	ТК47	356	0,704	0,704	1374,87	-1359,62	90,79	44,25
ТК47	ТК48	190	0,704	0,704	1374,49	-1360,00	90,05	45,73
ТК48	НО 7	226	0,704	0,704	1232,98	-1220,15	89,34	46,29
НО 7	ТК51А	293	0,704	0,704	1232,74	-1220,39	88,10	46,41
ТК51А	з/а в ТК- 51А на ТК- 52	1	0,514	0,514	1180,18	-1169,00	86,90	46,44
з/а в ТК-51А на ТК-52	ТК52	107	0,514	0,514	1180,18	-1169,00	86,82	46,58
ТК52	з/а ТК 69	125	0,514	0,514	1168,63	-1157,60	84,67	47,43
з/а ТК 69	ТК53	143	0,514	0,514	1168,55	-1157,67	83,10	48,66
ТК53	ТК53А	2	0,514	0,514	1168,47	-1157,75	79,93	48,43
ТК53А	ТК54	173	0,514	0,514	1142,41	-1131,90	79,91	48,44
ТК54	ТК55	268	0,514	0,514	987,03	-977,58	78,98	49,59
ТК55	угол поворота №2	54	0,309	0,309	120,66	-119,66	73,24	46,39
угол поворота №2	ТК56Б	110	0,309	0,309	120,65	-119,67	73,16	46,49
ТК56Б	ТК56	13	0,309	0,309	108,27	-107,45	73,56	47,08
ТК56	ТК57	115	0,309	0,309	65,89	-65,42	73,54	47,11
ТК58	ТК58	150	0,309	0,309	65,86	-65,44	73,50	47,14
ТК58	ТК59А	135	0,309	0,309	32,49	-32,15	73,96	47,68

Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А приведен на рисунке 18.

Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А представлен на рисунке 19.

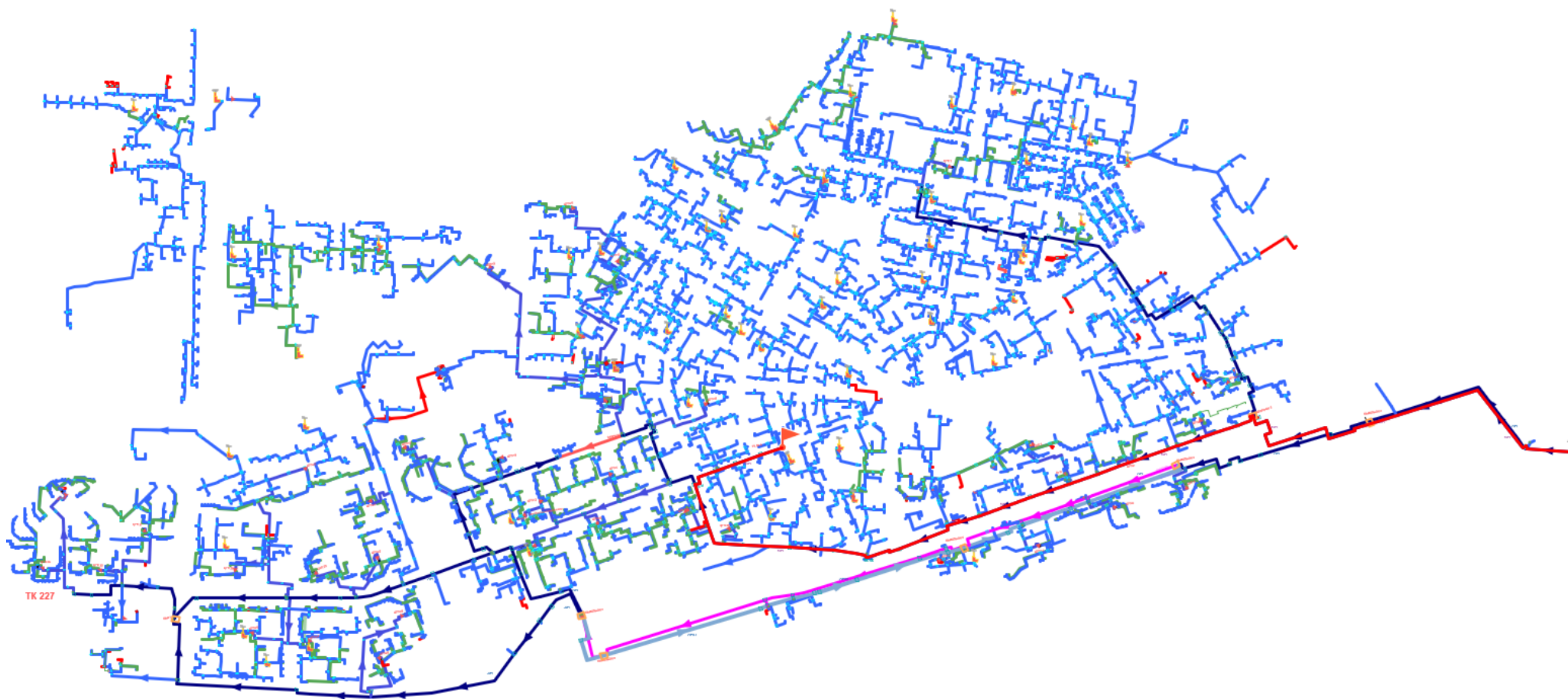
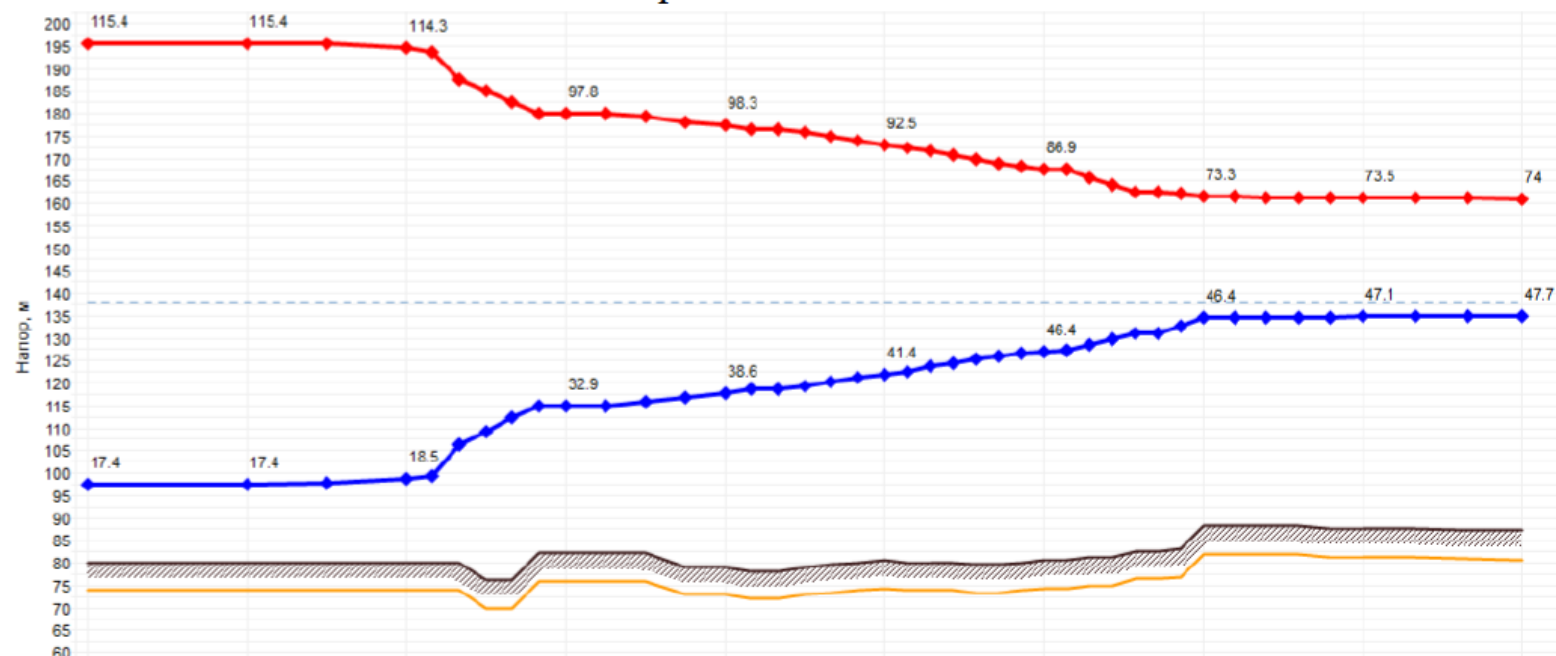


Рисунок 18. Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А

1 очередь до ТК 59



Наименование узла	ТЭЦ	Головные затворы	Стойка 1	ПАВ 3	ТК36А	ТК39А	ТК51А	ТК55	ТК56	ТК59А
Геодезическая высота, м	80	80	80	82	79	80.5	80.5	88	87.5	87
Полный напор в обр.	97.4	97.4	98.5	114.9	117.6	121.9	126.9	134.3	134.6	134.7
Располагаемый напор, м	98	97.985	95.822	64.857	59.79	51.105	40.458	26.926	26.436	26.257
Длина участка, м	9	1	99	1	220	190	1	1	115	
Диаметр участка, м	1.4	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.514	0.309	0.309	
Потери напора в под.	0.006	0.058	0.727	0.004	0.918	0.739	0.077	0.001	0.037	
Потери напора в обр.	0.009	0.057	0.771	0.004	0.992	0.584	0.134	0.001	0.037	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.013	1.49	1.489	1.425	1.38	1.085	1.617	0.457	0.25	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.98	-1.445	-1.445	-1.385	-1.341	-1.055	-1.574	-0.447	-0.245	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.667	2.865	3.427	3.099	2.903	2.831	9.535	1.463	0.276	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.834	3.677	3.677	4.012	3.761	2.538	8.551	1.385	0.271	
Расход в под. тр-де, т/ч	5485.22	2659.87	2659.88	1951.46	1889.1	1486.26	1180.18	120.66	65.89	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-5395.77	-2622.94	-2623.13	-1928.56	-1867.08	-1468.56	-1169	-119.66	-65.42	

Рисунок 19. Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК-59А

2.8.3. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до НО-209

Результат расчета гидравлического режима магистральных тепловых сетей в отопительный (зимний) период 2022-2023 гг. от Дзержинской ТЭЦ до узла НО-209 показаны в таблице 54.

Таблица 54. Результаты расчета гидравлического режима участка от Дзержинской ТЭЦ до НО-209

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Давление в начале подающего трубопровода, МПа	Давление в конце обратного трубопровода, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЭЦ	Головные задвижки	9	1,40	1,40	5485,22	-5395,77	115,40	17,40
Головные задвижки	з/а I очередь в ТК Дз.ТЭЦ	1	0,80	0,80	2659,87	-2622,94	115,39	17,41
з/а I очередь в ТК Дз.ТЭЦ	Стойка 1	133	0,80	0,80	2659,87	-2622,94	115,34	17,47
Стойка 1	Стойка 2	99	0,80	0,80	2659,68	-2623,13	114,31	18,49
Стойка 2	з/а I очередь ПАВ 2	1165	0,80	0,80	2659,55	-2623,27	113,59	19,26
з/а I очередь ПАВ 2	смена изоляции АЗС ПИРС	296	0,80	0,80	2657,93	-2624,92	107,61	26,30
смена изоляции АЗС ПИРС	смена изоляции АЗС ЛУКОЙЛ	350	0,80	0,80	2657,52	-2625,33	109,06	33,08
смена изоляции АЗС ЛУКОЙЛ	ПАВ 3 узел	300	0,80	0,80	2657,03	-2625,83	106,33	36,11
ПАВ 3 узел	з/а в ПАВ 3 на НО-11	1	0,51	0,51	705,15	-697,69	97,77	32,91
ПАВ 3 на НО-11 (ТК36 на ТК75)	НО11	139	0,51	0,51	705,15	-697,69	97,77	33,42
НО11	НО-23	138	0,51	0,51	703,05	-695,77	97,47	34,34
НО-23	ТК75Б	102	0,51	0,51	697,67	-690,61	96,86	35,00
ТК75Б	ТК75	30	0,51	0,51	696,12	-689,18	98,46	37,43
ТК75	ТК76	110	0,51	0,51	641,72	-635,12	98,31	37,52
ТК76	ТК77	103	0,51	0,51	626,84	-620,47	95,20	35,44
ТК77	ТК78	34	0,51	0,51	626,79	-620,53	94,39	35,67
ТК78	ТК79	53	0,51	0,51	626,77	-620,55	93,96	35,85
ТК79	ТК80	135	0,51	0,51	611,52	-605,47	93,35	35,96
ТК80	ТК81	50	0,51	0,51	591,76	-586,01	90,53	34,32
ТК81	ТК83	100	0,51	0,51	591,74	-586,04	90,25	34,43
ТК83	ТК64	190	0,51	0,51	540,12	-534,91	88,63	33,71
ТК64	ТК65	232	0,51	0,51	494,41	-489,59	86,65	33,17
ТК65	ТК66	98	0,51	0,51	494,27	-489,72	85,17	33,12
ТК66	ТК67	205	0,51	0,51	351,84	-348,00	84,69	33,37
ТК67	ТК68А	285	0,51	0,51	315,90	-312,57	79,28	28,54
ТК68А	ТК69А	170	0,51	0,51	227,23	-224,56	78,81	28,74
ТК69А	ТК69Б	50	0,51	0,51	227,13	-224,66	78,65	28,83
ТК69Б	ТК201	250	0,51	0,51	213,63	-211,22	79,60	29,85
ТК201	ТК73	226	0,51	0,51	182,03	-180,02	79,41	29,94
ТК73	ТК74	213	0,51	0,51	181,90	-180,15	79,37	29,98
ТК74	ТК76А	256	0,51	0,51	181,78	-180,27	78,78	29,57
ТК76А	НО 209	20	0,41	0,41	180,05	-178,84	76,60	27,67

Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до НО-209 приведен на рисунке 20.

Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до НО-209 представлен на рисунке 21.

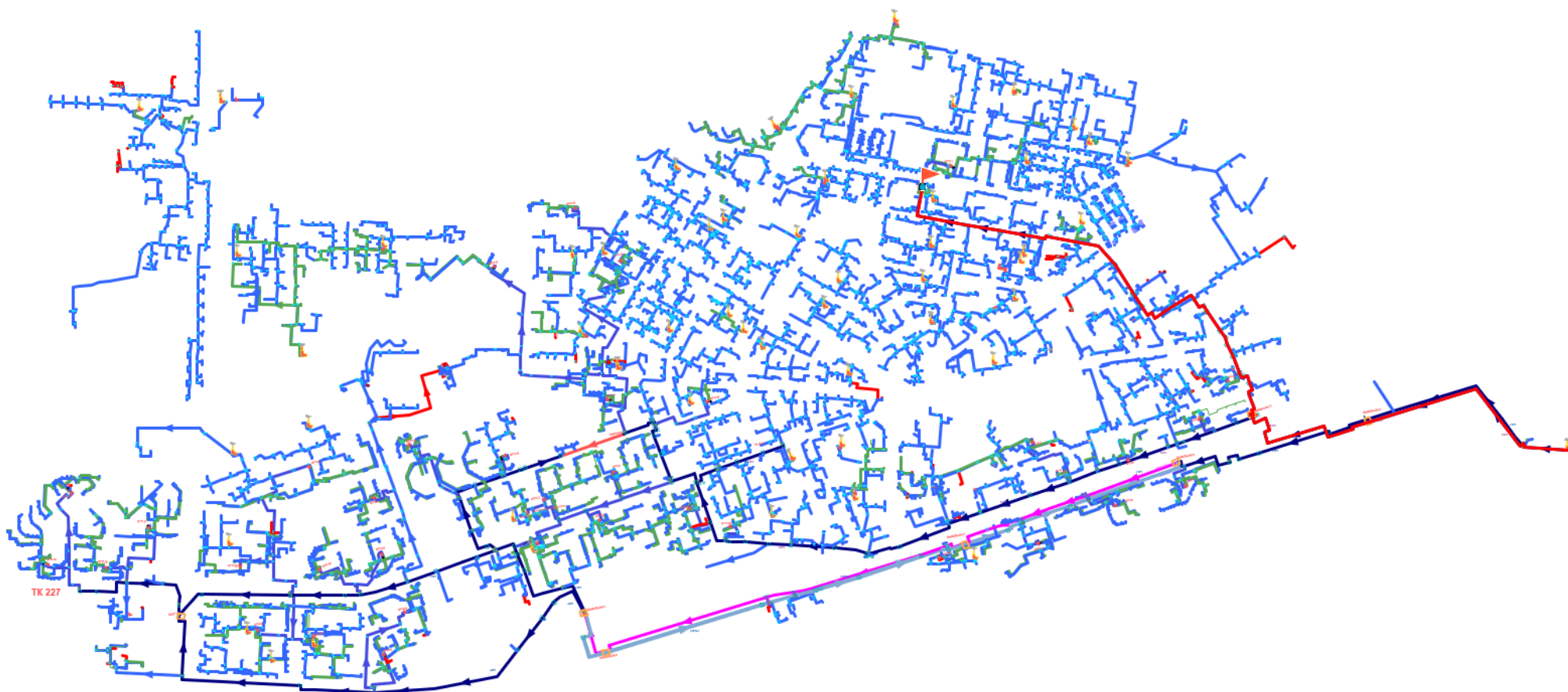


Рисунок 20. Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до НО-209

1 очередь до НО 209

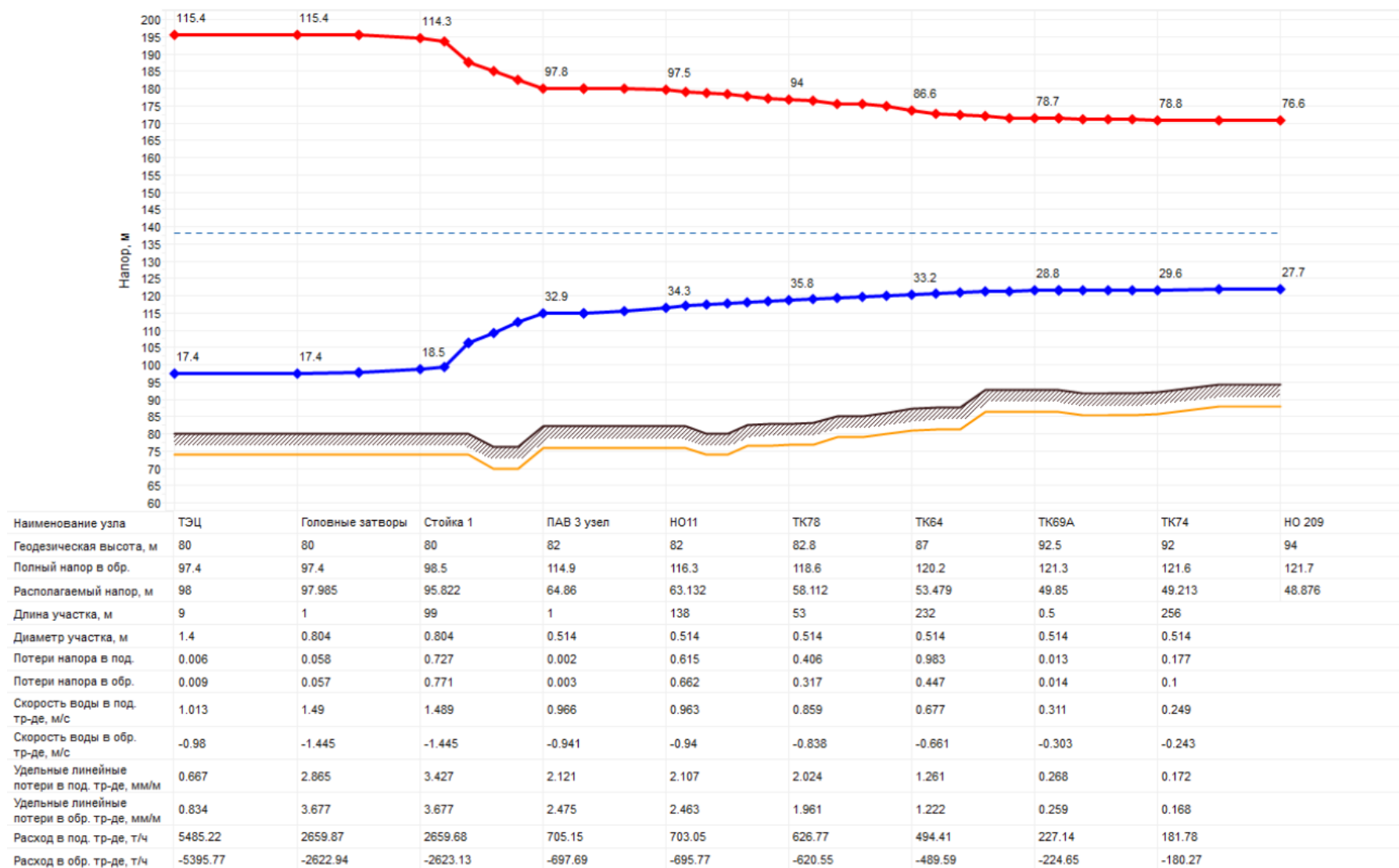


Рисунок 21. Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до НО-209

2.8.4. Гидравлический режим тепловых сетей от Дзержинской ТЭЦ до ТК227

Результат расчета гидравлического режима магистральных тепловых сетей в отопительный (зимний) период 2023-2024 гг. от Дзержинской ТЭЦ до узла ТК227 показаны в таблице 55.

Таблица 55. Результаты расчета гидравлического режима участка от Дзержинской ТЭЦ до ТК227

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Давление в начале подающего, м	Давление в конце обратного, м
ТЭЦ	Головные задвижки	9	1,4	1,4	5555,21	-5465	133,1	20
Головные задвижки	з/а II очередь в ТК Дз.ТЭЦ	1	0,8	0,8	2815,82	-2762,96	133,1	20
з/а II очередь в ТК Дз.ТЭЦ	НО-136	157	0,8	0,8	2815,82	2762,96	133	20,1
НО-136	НО-1	255	0,8	0,8	2815,61	-2763,18	132	21
НО-1	НО67	487	0,8	0,8	2815,26	-2763,53	129,9	22,1
НО67	з/а II очередь ПАВ 2	415	0,8	0,8	2811,46	-2761,09	127,3	26
з/а II очередь ПАВ 2	ТК98 - не действующая	100	0,8	0,8	2810,89	-2761,66	125,1	28,4
ТК98 - не действующая	УТ1 смена прокладки	103	0,8	0,8	2810,75	-2761,8	124,7	28,9
УТ1 смена прокладки	з/а в ТК-102	464	0,8	0,8	2810,61	-2761,91	128,8	34,7
з/а в ТК-102	ТК103А	88	0,8	0,8	2809,97	-2762,58	125,8	36,1
ТК103А	ТК103Б	122	0,8	0,8	2809,84	-2761,71	125,3	36,6
ТК103Б	ТК104	330	0,8	0,8	2809,68	-2762,87	124,4	37,5
ТК104	ПАВ 4	60	0,8	0,8	2644,3	-2599,21	119,6	36,5
ПАВ 4	з/а в ПАВ 4 Т1	1	1		2644,21		116,2	34
з/а в ПАВ 4 Т1	УТ-1 подача	595	1		2644,21		116,2	
УТ-1 подача	ТК94р подача	40	1		2642,95		119	

TK94р по- дача	УТ-1 по- дача	235	1		2526,78		118,9	
УТ-1 по- дача	TK96р по- дача	235	1		2526,28		118,1	
TK96р по- дача	ДК97р	210	1		2399,49		117,5	
ДК97р	з/а в ПАВ 5 Т1	170	1		2399,04		116,6	
з/а в ПАВ 5 Т1	TK98р по- дача	240	1		2398,67		114,3	
TK98р по- дача	TK99р смена про- кладки	125	1		2376,44		116,4	
TK99р смена про- кладки	Смена диаметра с 1- 0.8	870	1		2376,17		116,2	
Смена диаметра с 1- 0.8	УТ112р	90	0,8		2374,3		1155,2	
УТ112р	УТ113р	205	0,8		2370,71		112,8	
УТ113р	з/а в ПАВ 6 Т1	113 6	0,8		2366,99		111	
з/а в ПАВ 6 Т1	разветв. в ПАВ 7 Т1	449	0,8		2365,41		106,9	
разветв. в ПАВ 7 Т1	з/а. в ПАВ7 Т1 и Т2 на TK-126	2	0,8		1672,24		101,9	
з/а. в ПАВ7 Т1 и Т2 на TK-126	соед. в ПАВ7 Т1 и Т2 на TK-126	2	0,8		1672,24		101,9	
соед. в ПАВ7	TK126	182	0,7	0,7	1672,24	-1561,62	101,8	44,3
Т1 и Т2 на ТК- 126								
TK126	НО204	135	0,7	0,7	1653,09	-1543,01	100,5	44,6
НО204	TK130	250	0,7	0,7	1652,95	-1543,16	100,1	45
TK130	TK131	136	0,7	0,7	1652,68	-1543,42	97,1	43,2
TK131	TK131Б	150	0,7	0,7	1652,54	-1543,57	96,8	43,5
TK131Б	з/а в ТК- 131Б на TK-132	1	0,7	0,7	1143,25	-1038,98	95,2	43,2
з/а в ТК- 131Б на TK-132	TK-131Б на ТК- 132 (Ду 700)	0	0,7	0,7	1143,24	-1038,98	95,2	43,2

ТК-131Б на ТК- 132 (Ду 700)	ТК132	180	0,7	0,7	1143,24	-1038,98	94,9	43,4
ТК132	НО211	139	0,7	0,7	1121,08	-1017,21	92,5	41,8
НО211	ТК133	130	0,7	0,7	1120,93	-1017,35	92,4	42
ТК133	ТК133А	145	0,7	0,7	1067,57	-964,4	91,8	41,6
ТК133А	ТК135	280	0,51	0,51	888,34	-768,77	91,6	41,8
ПАВ 1	з/а в ПАВ 1 на ТК- 223	10	0,51	0,51	631,23	-625,42	91,9	36,6
з/а в ПАВ 1 на ТК- 223	ТК222	44	0,51	0,51	631,23	-626,42	81,8	36,7
ТК 222	ТК223	289	0,51	0,51	631,2	-626,45	82,7	37,8
ТК135	з/а в ТК136	110	0,51	0,51	656,01	-556,29	90,2	42,5
з/а в ТК136	ТК138	360	0,51	0,51	655,95	-556,36	89,4	42,2
ТК223	ТК224	125	0,51	0,51	581,14	-576,75	84,1	41
ТК138	ТК141	555	0,51	0,51	209,5	-113,52	87,8	42
ТК141	ПАВ 1 в ТК- 142	217	0,51	0,51	209,19	-113,83	87,5	42
ПАВ 1 в ТК-142	з/а в ПАВ 1 на ТК- 138	0	0,51	0,51	209,06	-113,95	81,9	36,5
з/а в ПАВ 1 на ТК- 138	ПАВ 1	1	0,51	0,51	209,06	-113,95	81,9	36,6
ТК224	ТК226	230	0,51	0,51	199,76	-197,93	82,9	40,4
ТК226	ТК227	95	0,51	0,51	199,62	-198,06	82,8	40,6

Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до ТК227 приведен на рисунке 22

Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до ТК227 представлен на рисунке 23

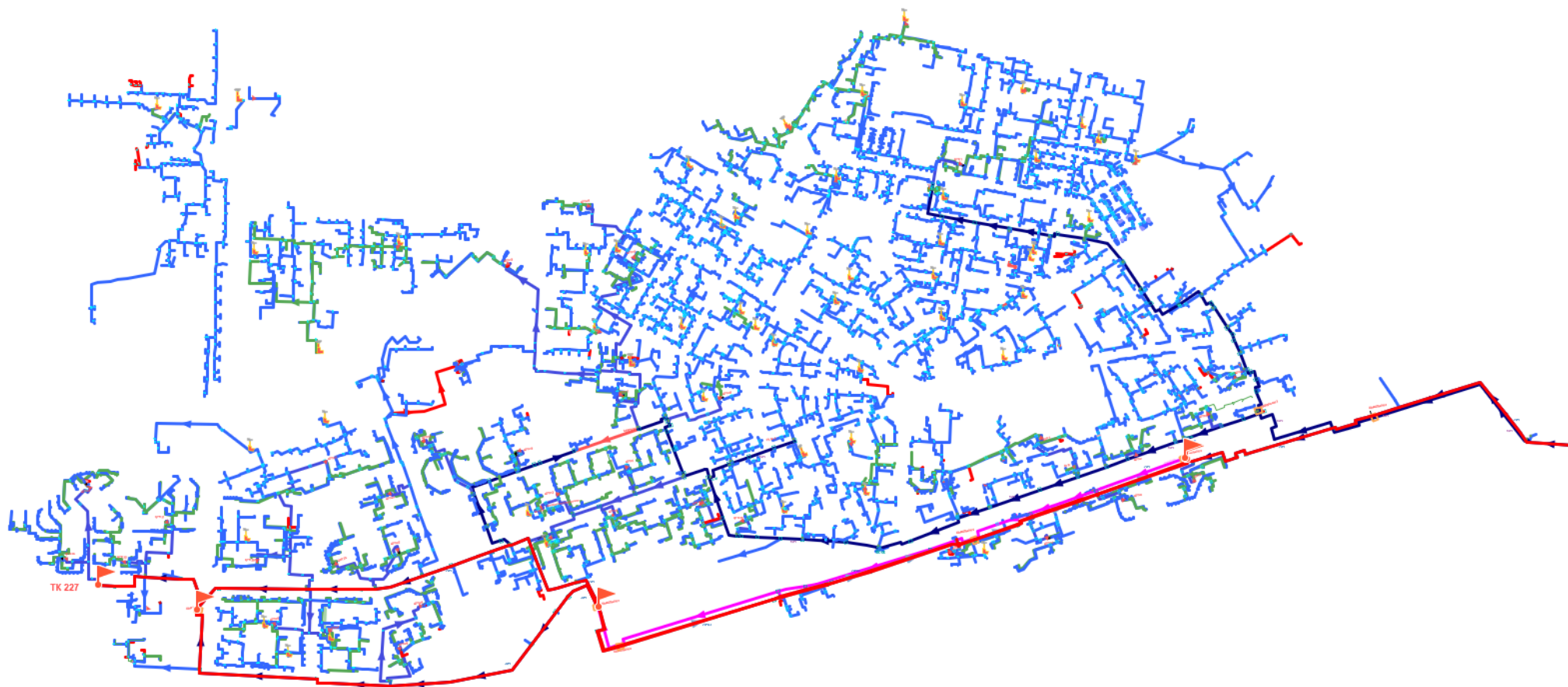
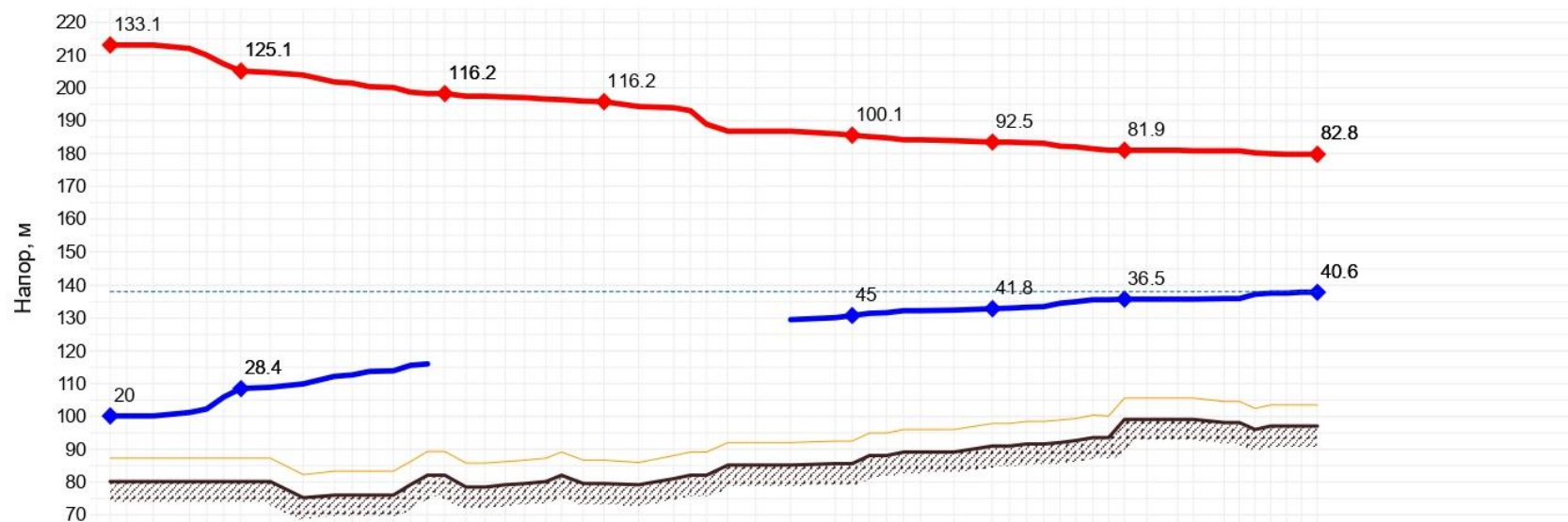


Рисунок 22. Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до ТК227

2 Очередь



Наименование узла	ТЭЦ	з/а II очередь ПАВ 2	з/а в ПАВ 4 Т1	ТК99р смена прокладки	НО204	ТК132	ПАВ 1 в ТК-142	з/а в сторону ТК227-ТК1
Геодезическая высота, м	80	80	82	79.5	85.5	91	99	97
Располагаемый напор, м	113.1	96.736			55.073	50.767	45.375	42.112
Длина участка, м	9	100	595	870	250	139	0.001	
Диаметр участка, м	1.4	0.804	0.996	1	0.704	0.704	0.514	
Потери напора в ПТ, м	0.006	0.446	0.749	1.514	0.559	0.138	0.027	
Потери напора в ОТ, м	0.009	0.503			0.658	0.169	0.009	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.028	1.577	0.967	0.862	1.21	0.821	0.287	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.011	-1.55			-1.129	-0.745	-0.156	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	0.684	3.199	0.47	0.73	1.889	0.873	0.227	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	0.868	3.695			1.94	0.845	0.068	
Расход в ПТ, т/ч	5555.21	2810.89	2644.21	2376.17	1652.95	1121.08	209.06	
Расход в ОТ, т/ч	-5465	-2761.66			-1543.16	-1017.21	-113.95	

Рисунок 23. Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до ТК227

2.8.5. Гидравлический режим тепловых сетей от ПАВ 4 до ПАВ 7

Результат расчета гидравлического режима магистральных тепловых сетей в отопительный (зимний) период 2022-2023 гг. ПАВ 4 до ПАВ 7 показаны в таблице 56, 57

Таблица 56. Результаты расчета гидравлического режима участка от ПАВ 4 до ПАВ 7 (трубопровод обратки 1-ый)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Давление в начале подающего, м	Давление в конце обратного, м
з/а в ПАВ 4 Т2.1	ПАВ 4	1		0,7		1282,27		34
ТК94 обратка	з/а в ПАВ 4 Т2.1	613		0,7		1157,22		39
ТК95 обратка	ТК94 обратка	124		0,7		1157,56		39,4
ТК96 обратка	ТК95 обратка	318		0,7		1015,93		38,8
ТК96А обратка	ТК96 обратка	105		0,7		1016,25		39
з/а в ПАВ 5 Т2.1	ТК96А обратка	308		0,7		1016,43		37
развет. в ТК-98 Т2.1	з/а в ПАВ 5 Т2.1	163		0,7		891,6		39,7
НО-166 Т2.1	развет. в ТК- 98 Т2.1	134		0,7		892,25		39,9
з/а в ТК-109 Т2.1	НО-166 Т2.1	610		0,7		892,41		41,4
ТК110 обратка	з/а в ТК-109 Т2.1	147		0,7		892,46		41,6
з/а в ТК-111	ТК110 обратка	53		0,7		892,52		41,1
ТК112	з/а в ТК-111	57		0,7		847,75		41,7
ТК113	ТК112	210		0,7		775,6		41,5
ТК114 смена прокладки	ТК113	16		0,7		776,78		41,5
з/а в ПАВ 6 Т2.1	ТК114 смена прокладки	1107		0,7		776,9		39,4

TK118 смена про- кладки	з/а в ПАВ 6 Т2.1	110		0,7		777,23		41,6
ПАВ 7	TK118 смена про- кладки	312		0,7				36,9

Таблица 57. Результаты расчета гидравлического режима участка от ПАВ 4 до ПАВ 7 (трубопровод обратки 2-ой)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Давление в начале подающего, м	Давление в конце обратного, м
з/а в ПАВ 4 Т2.2	ПАВ 4	1		0,7		1318,72		34
развет. в ТК-94 Т2.2	з/а в ПАВ 4 Т2.2	613		0,7		1328,16		39,1
ТК95 обратка	развет. в ТК-94 Т2.2	124		0,7		1328,5		39,6
развет. в ТК-96 Т2.2	ТК95 обратка	318		0,7		1344,52		39,2
ТК96А обратка	развет. в ТК-96 Т2.2	105		0,7		1344,85		39,5
з/а в ПАВ 5 Т2.2	ТК96А обратка	308		0,7		1345,02		37,9
ТК98 обратка	з/а в ПАВ 5 Т2.2	163		0,7		1448,53		40,8
НО-166 Т2.2	ТК98 обратка	134		0,7		1449,17		41,2
з/а в ТК-109 Т2.2	НО-166 Т2.2	610		0,7		1449,33		43,6
ТК110 обратка	з/а в ТК-109 Т2.2	147		0,7		1449,39		44,1
з/а в ТК-111	ТК110 обратка	53		0,7		1449,45		43,7
развет. Т2.2 в ТК-112	з/а в ТК-111	57		0,7		1491,22		44,44
развет. Т2.2 в ТК-113	развет. Т2.2 в ТК-112	210		0,7		1559,99		44,6
ТК114 смена прокладки	развет. Т2.2 в ТК-113	16		0,7		1561,16		44,7
з/а в ПАВ 6 Т2.2	ТК114 смена прокладки	110		0,7		1561,28		45,4
		7						

TK118 смена про- кладки	з/а в ПАВ 6 Т2.2	110		0,7		1561,61		48,1
разветв. в ПАВ 7 Т2.2	TK118 смена про- кладки	312		0,7				44,3

Расчетный участок тепловой сети от ПАВ 4 до ПАВ 7 приведен на рисунках 24, 25

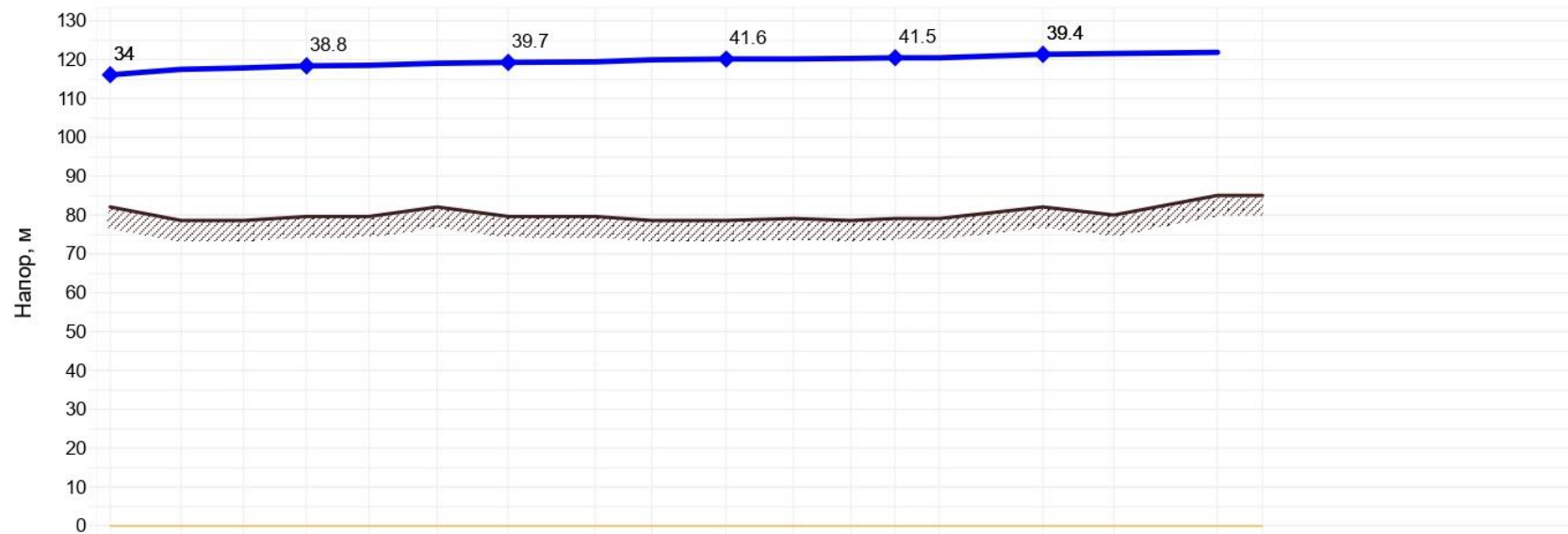
Пьезометрические графики участка теплосети от ПАВ 4 до ПАВ 7 представлены на рисунках 26, 27



Рисунок 24. Расчетный участок тепловой сети от ПАН 4 до ПАН 7 (трубопровод обратки 1-ый)



Рисунок 25. Расчетный участок тепловой сети от ПАВ 4 до ПАВ 7 (трубопровод обратки 2-ой)



Наименование узла	з/а в ПАВ 4 Т2.1	ТК96 обратка	развет. в ТК-98 Т2.1	ТК110 обратка	ТК113	з/а в ПАВ 6 Т2.1	з/а в ПАВ 7 Т2.1 на ТК-126
Геодезическая высота, м	82	79.5	79.5	78.5	79	82	85
Располагаемый напор, м							
Длина участка, м	613	105	134	53	16	110	
Диаметр участка, м							
Потери напора в ПТ, м							
Потери напора в ОТ, м	1.544	0.156	0.136	0.041	0.029	0.17	
Скорость воды в ПТ, м/с							
Скорость воды в ОТ, м/с	0.939	0.744	0.653	0.653	0.568	0.569	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м							
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	1.341	0.843	0.65	0.651	0.493	0.494	
Расход в ПТ, т/ч							
Расход в ОТ, т/ч	1282.27	1015.93	891.6	892.46	775.6	776.9	

Рисунок 26. Пьезометрический график участка теплосети от ПАВ 4 до ПАВ 7 (трубопровод обратки 1-ый)

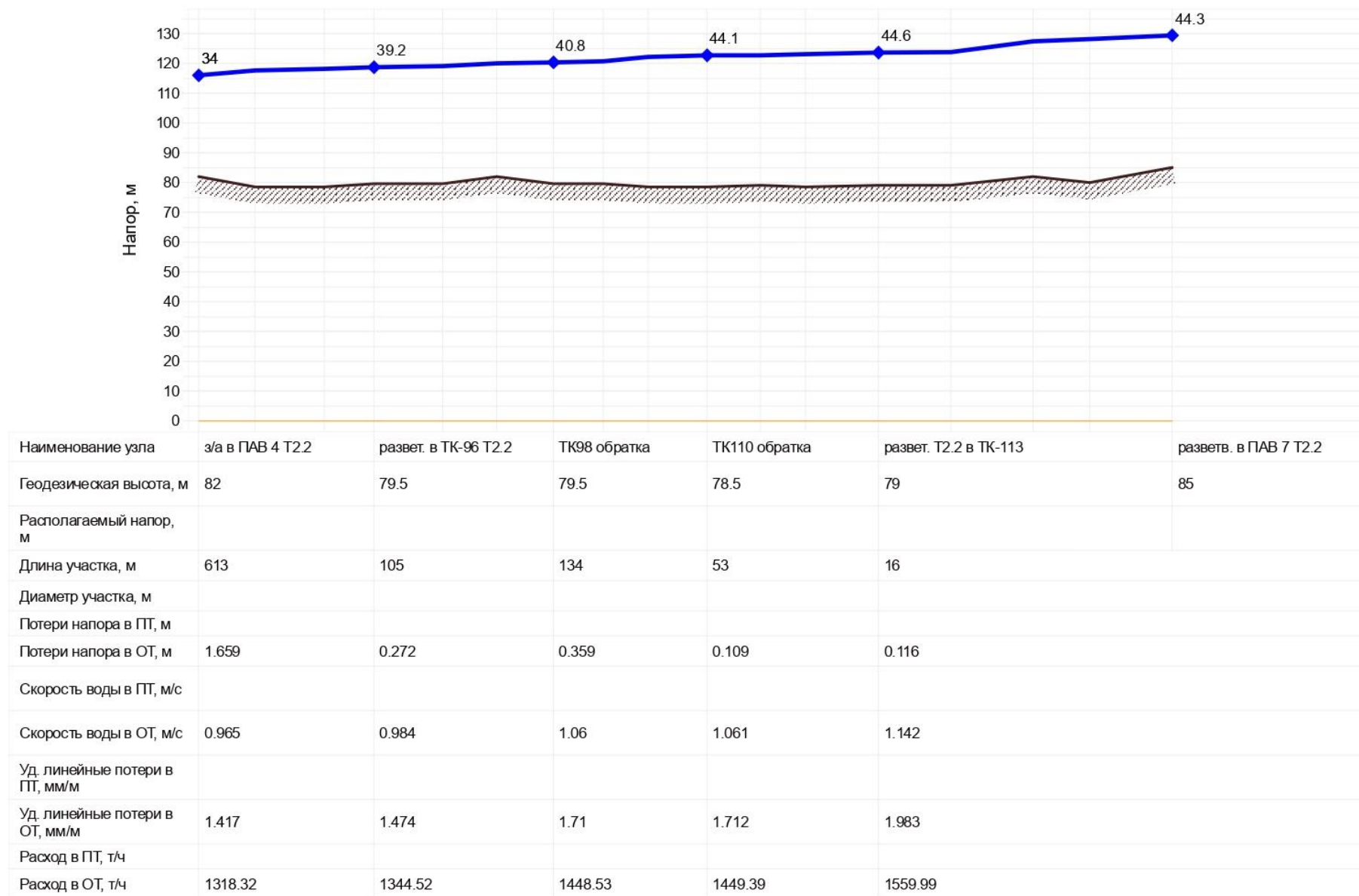


Рисунок 27. Пьезометрический график участка теплосети от ПАВ 4 до ПАВ 7 (трубопровод обратки 2-ой)

2.8.6. Гидравлический режим тепловых сетей от ПАВ 7 до ПАВ 1

Результат расчета гидравлического режима магистральных тепловых сетей в отопительный (зимний) период 2022-2023 гг. ПАВ 7 до ПАВ 1 показан в таблице 58.

Таблица 58. Результаты расчета гидравлического режима участка от ТК219 до ПАВ1 от ТК-219

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Давление в начале подающего, м	Давление в конце обратного, м
соед. в ПАВ7 Т1 и Т2 на ТК- 208	ТК208	296	0,51	0,51	1672,24	-1561,62	101,8	44,3
ТК208	ТК210	95	0,51	0,51	692,54	-777,23	99,9	38
ТК210	НО19	142	0,51	0,51	692,37	-777,4	100,7	39,5
НО19	НО104	1054	0,51	0,51	6932,32	-777,45	101,2	41,5
НО104	з/а в НО-134 надземная прокладка	415	0,51	0,51	691,54	-776,83	96,4	44
з/а в НО-134 надземная прокладка	ТК214 смена прокладки	100	0,51	0,51	459,98	-547,93	92,8	42
ТК214 смена прокладки	ТК219	814	0,51	0,51	459,57	-548,17	92,7	42,3
ТК219	ПАВ1 от ТК 219	375	0,51	0,51	459,69	-548,22	89,2	42,5

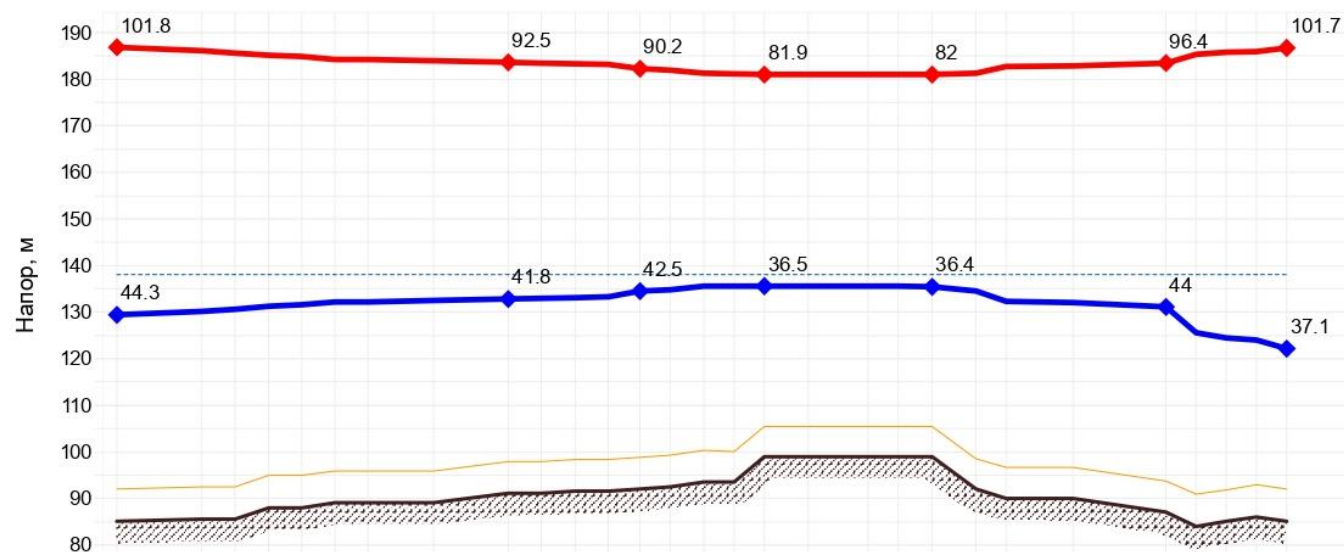
Расчетный участок тепловой сети от ПАВ 7 до ПАВ 1 приведен на рисунке 28.

Пьезометрический график участка теплосети от ПАВ 7 до ПАВ 1 представлен на рисунке 29.



Рисунок 28. Расчетный участок тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ до НО 209

3 очередь от ПАВ 7 до ПАВ 1



Наименование узла	ПАВ7 Ду 700 Т1 и Т2 на ТК-126	ТК132	ТК135	ПАВ 1 в ТК-142	ПАВ1 от тк 219	НО104	ПАВ7 Ду 500 Т1 и Т2 на ТК-208
Геодезическая высота, м	85	91	92	99	99	87	85
Располагаемый напор, м	57.531	50.767	47.761	45.375	45.553	52.371	64.64
Длина участка, м	182	139	110	0.001	375	1054	
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.514	0.514	0.514	0.514	
Потери напора в ПТ, м	0.858	0.138	0.291	0.027	0.287	1.815	
Потери напора в ОТ, м	0.8	0.169	0.28	0.009	0.878	5.564	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.224	0.821	0.901	0.287	0.58	0.949	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.143	-0.745	-0.764	-0.156	-0.703	-1.067	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	1.933	0.873	1.836	0.227	0.764	1.722	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	2.383	0.845	1.596	0.068	1.799	4.135	
Расход в ПТ, т/ч	1672.24	1121.08	656.01	209.06	422.39	691.54	
Расход в ОТ, т/ч	-1561.62	-1017.21	-556.29	-113.95	-512.25	-776.83	

Рисунок 29. Пьезометрический график участка теплосети от Дзержинской ТЭЦ до НО 209

2.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Сводные данные о повреждениях на тепловых сетях находящихся в зоне ЕТО № 1 и ЕТО №2 за 2022 г. представлены в таблице 59

Таблица 59. Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» за 2023 гг.

№ п/п	Наименование тепло-снабжающей организации	Наименование источника тепло-снабжения	Количество повреждений на тепловых сетях в 2023 году, ед.												
			Повреждения в магистральных тепловых сетях, в т.ч.:				Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления в т.ч.:				Повреждения в сетях горячего водоснабжения в т.ч.:				Всего повреждений в тепловых сетях
			в отопи-тельный период	в межото-питель-ный пе-риод (без ГИ)	в период испыта-ний на плотность и проч-ность (ГИ)	Всего	в отопи-тельный период	в межото-питель-ный пе-риод (без ГИ)	в период испыта-ний на плотность и проч-ность (ГИ)	Всего	в отопи-тельный период	в межото-питель-ный пе-риод (без ГИ)	в период испыта-ний на плотность и проч-ность (ГИ)	Всего	
1	Филиал «Нижегород-ский» ПАО «Т Плюс»	Дзержин-ская ТЭЦ	2	4	12	18	69	18	123	210	23	32	0	55	283
2	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 1Н	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	4
3	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 15	0	0	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0	2
4	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 20	0	0	0	0	2	6	0	8	0	0	0	0	8
5	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 26Н	0	0	0	0	6	0	0	6	0	0	0	0	6
7	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 28	0	0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	0	2
8	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 29Н	0	0	0	0	4	0	1	5	0	0	0	0	5
9	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 35	0	0	0	0	5	0	0	5	0	0	0	0	5
10	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 38Н	0	0	0	0	13	0	1	14	0	0	0	0	14
11	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 40	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	2
12	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 42	0	0	0	0	1	2	0	3	0	0	0	0	3
13	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 43Н	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
14	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 44Н	0	0	0	0	0	4	2	6	0	0	0	0	6
15	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 47Н	0	0	0	0	6	0	4	10	0	0	0	0	10
16	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 48Н	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
17	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 60Н	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 61	0	0	0	0	3	0	1	4	0	0	0	0	4
19	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 62	0	0	0	0	3	0	2	5	0	0	0	0	5
20	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 64Н	0	0	0	0	5	0	0	5	0	0	0	0	5
21	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 13	0	0	0	0	2	2	0	4	0	0	0	0	4
23	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 22	0	0	0	0	25	8	0	33	0	0	0	0	33

24	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 25	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
25	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 27	0	0	0	0	4	0	0	4	0	0	0	0	4
26	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 31	0	0	0	0	1	0	2	3	0	0	0	0	3
27	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 32	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
28	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 33	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
29	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 34	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
30	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 37	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
32	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 45	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	4
33	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 49	0	0	0	0	1	0	4	5	0	0	0	0	5
35	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 50	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1
36	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 53	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
39	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 54	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
40	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 56	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
42	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	ООО "Нижегород-теплогаз"	Котельная № 59	0	0	0	0	1	0	6	7	0	0	0	0	7
45	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 14	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1
50	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная № 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная общежития по ул. Га-стелло, 4 А	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная школы № 25 пос. Бабино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

53	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Петряевка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Горбатовка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Гавриловка	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Желнино (Почта)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная бывшее трамвайное депо	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная ул. Сухаренко, 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	Котельная завода им. Свердлова	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	МУП "Дзержинск-Энерго"	Котельная пос. Пыра	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная пр. Ленина, 8а	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная ул. Строителей, 9в	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	ГБУ санаторий Пушкино	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	АО "НОКК"	Котельная №42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Количество повреждений на тепловых сетях в ГО «Город Дзержинск» **при проведении гидравлических испытаний** в 2023 г. показано в таблице 60.

Таблица 60. Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» за 2023 гг. в период проведения гидравлических испытаний

№ п/п	Наименование источника	Гидравлические испытания			Итого
		Магистральные тепловые сети	Квартальные тепловые сети	Тепловые сети ГВС	
1	Дзержинская ТЭЦ	18	210	55	283
2	Котельная № 1Н	0	4	0	4
3	Котельная № 15	0	2	0	2
4	Котельная № 20	0	8	0	8
5	Котельная № 23	0	0	0	0
6	Котельная № 26Н	0	6	0	6
7	Котельная № 28	0	2	0	2
8	Котельная № 29Н	0	5	0	5
9	Котельная № 35	0	5	0	5
10	Котельная № 38Н	0	14	0	14
11	Котельная № 40	0	2	0	2
12	Котельная № 42	0	3	0	3
13	Котельная № 43Н	0	1	0	1
14	Котельная № 44Н	0	6	0	6
15	Котельная № 47Н	0	10	0	10
16	Котельная № 48Н	0	1	0	1
17	Котельная № 60Н	0	0	0	0
18	Котельная № 61	0	4	0	4
19	Котельная № 62	0	5	0	5
20	Котельная № 64Н	0	5	0	5
21	Котельная № 8	0	0	0	0
22	Котельная № 13	0	4	0	4
23	Котельная № 22	0	33	0	33
24	Котельная № 25	0	1	0	1
25	Котельная № 27	0	4	0	4
26	Котельная № 31	0	3	0	3
27	Котельная № 32	0	1	0	1
28	Котельная № 33	0	1	0	1
29	Котельная № 34	0	1	0	1
30	Котельная № 36	0	0	0	0
31	Котельная № 37	0	1	0	1
32	Котельная № 45	0	4	0	4
33	Котельная № 46	0	0	0	0
34	Котельная № 49	0	5	0	5
35	Котельная № 50	0	1	0	1
36	Котельная № 51	0	0	0	0
37	Котельная № 52	0	0	0	0
38	Котельная № 53	0	1	0	1
39	Котельная № 54	0	1	0	1
40	Котельная № 55	0	0	0	0
41	Котельная № 56	0	1	0	1
42	Котельная № 57	0	0	0	0
43	Котельная № 58	0	0	0	0
44	Котельная № 59	0	7	0	7
45	Котельная № 3	0	0	0	0
46	Котельная № 7	0	0	0	0
47	Котельная № 9	0	0	0	0
48	Котельная № 11	0	0	0	0
49	Котельная № 14	0	1	0	1

50	Котельная № 21	0	0	0	0
51	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	0	0	0	0
52	Котельная школы № 25 пос. Бабино	0	0	0	0
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0	0	0	0
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0	0	0	0
55	Котельная пос. Петряевка	0	0	0	0
56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	0	0	0	0
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	0	0	0	0
58	Котельная пос. Горбатовка	0	0	0	0
59	Котельная пос. Гавриловка	0	0	0	0
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	0	0	0	0
61	Котельная пос. Желнино (Почта)	0	0	0	0
62	Котельная бывшее трамвайное депо	0	0	0	0
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	0	0	0	0
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	0	0	0	0
65	Котельная завода им. Свердлова	0	0	0	0
66	Котельная пос. Пыра	0	0	0	0
67	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	0	0	0	0
68	Котельная пр. Ленина, 8а	0	0	0	0
69	Котельная ул. Строителей, 9в	0	0	0	0
70	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0	0	0	0
71	Котельная №42	0	0	0	0

2.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей в ЕТО № 1, за последние 5 лет

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей от источников теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. приведены в таблице 61.

Таблица 61. Данные по отказам и восстановлениям тепловых сетей в зоне деятельности ГО «Город Дзержинск» за 2023 гг.

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование источника теплоснабжения	2023			
			Наименование показателя, час			
			Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период	Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления	Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия)	Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях
1	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	Дзержинская ТЭЦ	9,43	4,58	2,67	5,56
2	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 1Н	0	4,75	0	4,75
3	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 15	0	5,56	0	5,56
4	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 20	0	3,89	0	3,89
5	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 23	0	0	0	0
6	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 26Н	0	4	0	4
7	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 28	0	4,43	0	4,43
8	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 29Н	0	3,56	0	3,56
9	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 35	0	2,41	0	2,41
10	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 38Н	0	4,15	0	4,15
11	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 40	0	4,2	0	4,2
12	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 42	0	3,56	0	3,56
13	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 43Н	0	4	0	4
14	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 44Н	0	4,12	0	4,12
15	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 47Н	0	5,61	0	5,61
16	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 48Н	0	4,83	0	4,83
17	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 60Н	0	0	0	0
18	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 61	0	3,41	0	3,41
19	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 62	0	2,15	0	2,15

20	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 64Н	0	3,47	0	3,47
21	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 8	0	0	0	0
22	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 13	0	4,2	0	4,2
23	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 22	0	0	0	0
24	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 25	0	3,66	0	3,66
25	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 27	0	3,14	0	3,14
26	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 31	0	6,42	0	6,42
27	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 32	0	5,3	0	5,3
28	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 33	0	11	0	11
29	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 34	0	6,12	0	6,12
30	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 36	0	0	0	0
31	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 37	0	4,15	0	4,15
32	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 45	0	3,89	0	3,89
33	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 46	0	0	0	0
34	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 49	0	4	0	4
35	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 50	0	3,55	0	3,55
36	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 51	0	0	0	0
37	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 52	0	0	0	0
38	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 53	0	5,87	0	5,87
39	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 54	0	4,38	0	4,38
40	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 55	0	0	0	0
41	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 56	0	3,85	0	3,85
42	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 57	0	0	0	0
43	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 58	0	0	0	0
44	ООО "Нижегородтеплогаз"	Котельная № 59	0	6,14	0	6,14
45	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 3	0	0	0	0
46	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 7	0	0	0	0
47	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 9	0	0	0	0
48	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 11	0	0	0	0
49	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 14	0	2,15	0	2,15

50	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная № 21	0	0	0	0
51	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная общежития по ул. Га-стелло, 4 А	0	0	0	0
52	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная школы № 25 пос. Ба-бино	0	0	0	0
53	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Бабино, (Поссо-вет)	0	0	0	0
54	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0	0	0	0
55	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Петряевка	0	0	0	0
56	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	0	0	0	0
57	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Горбатовка (По-ссовет)	0	0	0	0
58	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Горбатовка	0	0	0	0
59	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Гавриловка	0	0	0	0
60	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная д/с № 35 пос. Жел-нино	0	0	0	0
61	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Желнино (Почта)	0	0	0	0
62	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная бывшее трамвайное депо	0	0	0	0
63	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	0	0	0	0
64	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная ул. Сухаренко, 10	0	0	0	0
65	ФКП "Завод им. Я.М. Сверд-лова"	Котельная завода им. Сверд-лова	0	0	0	0
66	МУП "ДзержинскЭнерго"	Котельная пос. Пыра	0	0	0	0
67	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	0	0	0	0
68	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная пр. Ленина, 8а	0	0	0	0
69	ООО "Дзержинсктеплогаз"	Котельная ул. Строителей, 9в	0	0	0	0

70	ГБУ санаторий Пушкино	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0	0	0	0
71	АО "НОКК"	Котельная №42	0	0	0	0

2.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

2.11.1. Общие положения

С целью обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов осуществляется их техническое освидетельствование согласно «Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок». В соответствии с РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» в процессе эксплуатации при обнаружении утонения стенки трубы более чем на 20% от проектной толщины принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости проведения ремонтных работ.

Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов трубопроводов тепловых сетей в системах теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» производятся в соответствии с утвержденными графиками.

Диагностика сетей проводится по утверждаемым планам шурфовок. Ежегодно выполняются исследования металла труб тепловых сетей и экспертиза промышленной безопасности сторонними организациями. По результатам инженерной диагностики составляются и корректируются планы перспективных ремонтов и перекладок тепловых сетей.

По истечении расчетного срока службы (расчетного ресурса) трубопровод должен пройти техническое диагностирование по методике, согласованной с Госгортехнадзором России, или демонтирован. Техническое диагностирование должно выполняться организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проведение экспертизы промышленной безопасности. Методика технического диагностирования трубопроводов тепловых сетей разработана в целях повышения промышленной безопасности трубопроводов тепловых сетей. Методика соответствует законодательству Российской Федерации в области эксплуатации, экспертизы промышленной безопасности и оценки остаточного ресурса трубопроводов тепловых сетей и учитывает передовой опыт отечественных и зарубежных компаний в области диагностики и оценки рисков на трубопроводах. Настоящая Методика определяет объем, рекомендуемый порядок и правила определения технического состояния и срока безопасной эксплуатации трубопроводов тепловых сетей. Методика устанавливает требования к программам диагностирования трубопроводов, приборному и инструментальному обеспечению диагностических работ, к исходным данным и результатам диагностики, содержит принципы и основные положения анализа и обработки результатов диагностики, перечень критериев отбраковки, основные положения и подходы к оценке остаточного ресурса. Техническое диагностирование трубопроводов производится с целью:

- оценки фактического состояния эксплуатируемого трубопровода;
- оценки срока безопасной эксплуатации;
- разработки рекомендаций по дальнейшей эксплуатации трубопроводов.

Задачами технического диагностирования трубопроводов являются:

- оценка базовых характеристик эксплуатируемого трубопровода;
- диагностирование и контроль технического состояния;
- ранжирование эксплуатируемых трубопроводов по их надежности;
- прогнозирование технического состояния.

Решение о проведении технического диагностирования трубопроводов принимает организация-владелец трубопровода. Работы по техническому диагностированию проводятся экспертной организацией на основании договора с организацией-владельцем трубопровода.

2.11.2. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей

Планирование капитальных и текущих ремонтов тепловых сетей ПАО «Т Плюс», ООО «Нижегородтеплогаз» МУП «ДзержинскЭнерго» осуществляется на основании гидравлических испытаний тепловых сетей на герметичность.

По окончании испытаний выявляются дефекты. На основании результатов испытаний разрабатывается программа ремонтов.

На основании договора подряда лабораторией неразрушающего контроля проводится диагностика состояния тепловых сетей, включающая:

- УЗК сварных соединений;
- магнитопорошковый контроль;
- ультразвуковая толщинометрия;
- измерение твердости;
- расчет на прочность;
- гидравлическое испытание.

Диагностика состояния тепловых сетей ПАО «Т Плюс» проводится в соответствии с требованиями промышленной безопасности, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» ПБ 10-573-03.

2.11.3. Перечень типовых средств контроля и измерений для диагностики трубопроводов

Перечень типовых средств контроля и измерений представлен в таблице 62. Для диагностики трубопроводов должны применяться приборы с характеристиками не хуже указанных в таблице ниже.

Таблица 62. Технические характеристики приборов диагностики трубопроводов

№ п/п	Тип прибора	Назначение	Технические характеристики
1	Индикаторы зон концентраций напряжений по методу магнитной памяти металла	Определение магнитных аномалий в трубопроводе	Диапазон измерения величины Н _p , А/м – от -2000 до +2000
2	Акустические томографы	Определение зон повышенных механических напряжений в трубопроводе	Точность определения местоположения течи – 1% от длины участка
3	Акустический течеискатель	Определение мест утечек	

№ п/п	Тип прибора	Назначение	Технические характеристики
4	Трассопоисковые системы и системы обнаружения повреждений наружного изоляционного покрытия трубопроводов	Поиск подземных коммуникаций, определение местоположения и глубины залегания, обнаружение дефектов наружного изоляционного покрытия трубопроводов, измерение градиентов	Разрешающая способность, см – 1. Погрешность измерения при глубине залегания до 5 м – 15 см, до 20 м – 25 см.
5	Регистратор потенциалов трубопровода	Измерение потенциалов трубопровода	Погрешность измерения, В – 0,01.
6	Приборы измерения удельных сопротивлений	Измерений удельных сопротивлений грунтов	Погрешность измерения, Ом – 0,1.
7	Ультразвуковые толщиномеры, в том числе сканирующие	Измерение толщины изделий из конструкционных металлических сплавов при одностороннем доступе к ним	Диапазон измеряемых толщин, мм – от 0,5 до 50,0. Температура окружающего воздуха, °С – от -30 до +50.
8	Ультразвуковые дефектоскопы, в том числе сканирующие. Комплект контрольных образцов для настройки ультразвукового дефектоскопа	Поиск и измерение параметров внутренних дефектов в сварных соединениях и основном металле	Частотный диапазон, МГц – от 1 до 10. Диапазон рабочих температур, °С – от -20 до +50. Площадь минимально выявляемого дефекта, мм ² – от 0,8 до 1,0.

2.11.4. Проведение технического диагностирования

Для лиц, осуществляющих обследование должен быть обеспечен полный доступ к участкам трубопроводов, подлежащим диагностированию. При отсутствии доступа к трубопроводу в тепловой камере или канале, связанным с затоплением, занесением грунтом, либо по иным причинам, работы по устранению причин возлагаются на организацию-владельца трубопровода. Поверхности трубопровода, подлежащие контролю, должны быть очищены от загрязнений. Объем контроля трубопровода определяется требованиями настоящей Методики, а качество подготовки поверхностей – требованиями нормативных документов на применяемые методы контроля. В случае обнаружения утечек теплоносителя на любом этапе технического диагностирования, работы по диагностированию приостанавливаются до устранения утечек. Выполнение мероприятий по устранению утечек обеспечивает организация-владелец трубопровода. Окончание работ по техническому диагностированию допускается только в случае устранения всех найденных утечек. Непосредственно работы по обследованию трубопровода выполняются в соответствии с требованиями нормативной документации на соответствующие методы контроля. Все проводимые работы протоколируются. При обнаружении дефектов производится их обязательная фотофиксация с отметкой в протоколе.

В случае обнаружения дефектов, которые оказывают влияние на целостность трубопровода и существенно снижают его надежность, проводящие контроль лица должны уведомить ответственного представителя организации-владельца трубопровода о найденных неисправностях.

Сбор информации о трубопроводе:

На первом этапе проводится сбор информации о трубопроводе. Информацию предоставляет организация-владелец трубопровода. Достоверность предоставляемой информации обеспечивает руководитель данной организации. Собранная информация

группируется отдельно для каждого участка трубопровода. Перечень документации, которую предоставляет организация-владелец трубопровода:

- паспорт трубопровода;
- схема на отдельный участок тепловых сетей (изображение в плане отдельного участка теплосетей с указанием диаметров, обозначением тепловых пунктов, тепловых камер, компенсаторов, задвижек, неподвижных опор);
- геосъемка трубопровода;
- акты гидравлических испытаний;
- проект электрохимической защиты (при наличии);
- акты приборного электрометрического обследования (при наличии);
- журнал анализов сетевой воды;
- журнал дефектов;
- журнал контрольных обходов тепловых сетей (не старше года);
- акт плановых шурфовок подземных прокладок (не старше года).

Дополнительно предоставляются другая документация, необходимая для выполнения работ.

Обследование трубопровода интегральными методами.

Обследование трубопроводов тепловых сетей производится при помощи интегральных методов, позволяющих проводить экспресс-диагностирование по всей длине трубопровода без выполнения шурфов. Использование интегральных методов позволяет выявить наиболее вероятные локальные дефектные участки трубопроводов.

Ниже перечислены методы, применяемые при интегральном обследовании трубопроводов тепловой сети.

Контроль методом магнитной памяти металла.

Метод магнитной памяти металла позволяет диагностировать трубопровод с поверхности земли, что существенно повышает его производительность и не требует непосредственного доступа к трубопроводу. Основной целью использования данного метода является поиск аномалий магнитного поля, которые могут свидетельствовать о зонах концентраций напряжений на трубопроводе, что, в свою очередь, может свидетельствовать о наличии развивающихся дефектов типа трещин либо о наличии существенных изменений в геометрии трубопровода.

Контроль методом акустической томографии.

Использование метода акустической томографии позволяет определить области повышенных напряжений трубопровода косвенным методом. В найденных зонах концентрации механических напряжений процессы коррозии и усталости протекают с большей интенсивностью, чем на других участках трубопровода.

Соответственно применение метода акустической томографии проводится для поиска наиболее вероятных мест развития повреждений трубопровода.

Таким образом, данный метод позволяет определить наиболее уязвимые локальные участки трубопровода.

Электрометрические изыскания.

Электрометрические изыскания проводятся в соответствии с ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии только для трубопроводов в бесканальной прокладке. В электрометрические изыскания входит следующий перечень работ:

Определение мест повреждений изоляционного покрытия.

Поиск повреждений изоляционного покрытия осуществляется специализированными системами контроля изоляции, основанными на методе Пирсона. Суть метода: измерение падения напряжения на поверхности земли между двумя стальными электродами, создаваемого переменным током в земле, стекающим с трубы в местах повреждения покрытия. Область применения метода – локализация сравнительно крупных сквозных повреждений в защитном покрытии трубопровода.

Определение мест сквозных повреждений изоляции трубопровода в бесканальной прокладке позволяет определить зоны подверженные влиянию наружной коррозии.

Проверка технического состояния электрозащитных установок.

В процессе проверки технического состояния электрозащитных установок проводится внешний осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, определение выходных параметров (ток, напряжение, потенциал относительно неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения в точке дренажа), а также определение расчётного значения сопротивления растеканию тока анодного заземления. Устанавливается запас номинальных параметров по току и мощности.

Определение наличия блуждающих токов в земле.

Блуждающие токи могут существенно усиливать процесс электрохимической коррозии. Соответственно целью определения их наличия в земле является выявление участков трубопровода, на которых протекание коррозионного процесса наиболее интенсифицировано.

Определение опасности постоянных блуждающих токов.

Опасным влиянием блуждающего постоянного тока на трубопровод тепловой сети является наличие изменяющегося по знаку и значению смещения потенциала трубопровода по отношению к его стационарному потенциалу (знакопеременная зона) или наличие только положительного смещения потенциала, как правило, изменяющегося по значению (анодная зона). Регистрация данных проводится в местах возможного подключения контактных измерительных приборов.

Измерение потенциала трубопровода при контроле эффективности электрохимической защиты.

Контроль эффективности электрохимической защиты производится путем фиксации значений суммарного потенциала, поляризационного потенциала и тока поляризации вспомогательного электрода; замеры производятся относительно неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения. Регистрация данных проводится в местах возможного подключения контактных измерительных приборов. Данные замеры позволяют

выявить зоны с недопустимо высокими значениями поляризационного потенциала. Что, в свою очередь, позволяет откорректировать работу активной защиты трубопроводов – электрозащитных установок.

Определение коррозионной агрессивности грунта в полевых условиях.

Оценка коррозионной агрессивности грунта позволяет получить дополнительную информацию о зонах с повышенным риском развития коррозионных процессов.

2.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

2.12.1. Общие положения

В соответствии с требованиями ПТЭ, каждое предприятие, эксплуатирующее тепловые сети, обязано проводить необходимые регламентные испытания тепловых сетей, объем и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 63. Испытания проводятся на основании РД 153-34.0-20.507-98 «Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)».

Таблица 63. Периодичность проведения работ по испытаниям и ремонту тепловых сетей

Наименование	Периодичность проведения работ	Дата проведения	Примечание
Летние ремонты теплосетей	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на прочность и плотность	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на гидравлические потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на тепловые потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-

2.12.2. Виды испытаний на тепловых сетях

На все виды ремонта тепловых сетей составляются перспективные графики капитального, текущего и «летнего» ремонтов. Графики разрабатываются с учетом результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов. Порядок проведения текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей регламентируется следующими документами:

- типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения (утверждена приказом Госстроя России от 13 декабря 2000 г. № 285);

- положение о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий (утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 06 апреля 1982 г. № 214);

- инструкция по капитальному ремонту тепловых сетей (Утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 22 апреля 1985 г. № 220);

- РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» (утверждена РАО ЕЭС России 09 декабря 1999 г.);

- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены РАО ЕЭС России 25 декабря 2003 г.).

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети следует иметь в виду, что нормативный срок эксплуатации составляет 25 лет.

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, периодически проходят следующие испытания:

- гидравлические испытания с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

- испытания на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети;

- испытания на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

- испытания на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытания на потенциалы блуждающих токов (электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на подземные трубопроводы).

Под термином «летний ремонт» имеется в виду планово-предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период.

Периодичность проведения летних ремонтов. Параметры и методы испытаний тепловых сетей.

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет (п.2.5 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»).

2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплопотребления до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность:

- элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели горячего водоснабжения и отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см²),

- системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см²),

- системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см²) (п.5.28 МДК 4- 02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления, данное испытание следует проводить непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (п.1.3,1.4 РД 153-34.1-20.329-2001«Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»).

Периодичность испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей сети организации. Температурные испытания проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. За максимальную температуру принимаются максимально достижимые температуры сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С (п.6.91 МДК 4-02-2001). Испытания тепловых сетей на максимальную температуру проводятся в соответствии с РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

Испытания на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежные участки, проводятся после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона. Одновременное проведение испытаний тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя и гидравлическую прочность запрещено.

Испытания на гидравлические потери проводятся в соответствии с РД 34.20.519-97 («Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери»). Испытания тепловых сетей на гидравлические потери проводятся один раз в пять лет. График испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02-2001).

Тепловые сети подвергаются испытаниям для определения тепловых потерь. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы. Испытаниям, прежде всего, подвергаются те участки, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети. Тепловые испытания производятся один раз в 5 лет (РД 34.09.255-97).

Фактическая периодичность проведения эксплуатационных испытаний- не реже 1 раза в 5 лет.

2.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя, разрабатываются в соответствии с требованиями Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 325. Нормативы технологических потерь утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 579 от 12 декабря 2011 г.

2.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Значения фактических тепловых потерь в тепловых сетях МО ГО «Город Дзержинск» за период 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 64

Основная доля потерь тепловой энергии в 2023 г. – 77,9 % приходится на тепловые сети филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», доля потерь тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Нижегородтеплогаз» составляет 11,7 %, остальная часть – 10,4 % составляют потери в тепловых сетях МУП «Дзержинск-Энерго», АО «НОКК, ООО «Дзержинсктеплогаз» и ГБУ санаторий «Пушкино»

Таблица 64. Фактические потери ТЭ на тепловых сетях в период 2019-2023 гг.

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети, тыс. Гкал	Распределительные тепловые сети, тыс. Гкал	Всего фактические потери ТЭ, тыс. Гкал	Всего в % от отпущенной ТЭ в тепловые сети
ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»				
Дзержинская ТЭЦ				
2019	110,2	98,03	208,23	17,70
2020	80,91	71,97	152,88	13,51
2021	115,36	107,71	223,075	17,90
2022	121,82	113,74	235,558	20,87
2023	106,88	102,68	209,56	19,12

Фактические тепловые потери в тепловых сетях МО ГО «Город Дзержинск» за период 2019 – 2023 гг. приведены в таблице 65.

Таблица 65. Фактические потери ТЭ на тепловых сетях с разбивкой по ТСО в период 2019-2023 гг.

Наименование	Потери тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Филиал Нижегородский ПАО «Т плюс»	208,23	152,88	223,08	183,49	157,20
ООО «Нижегородтеплогаз»	27,18	27,42	29,48	27,57	27,57
МУП «ДзержинскЭнерго»	0,361	0,355	1,221	1,104	0,949
ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72
Котельная п. Пыра	0,17	0,17	0,44	0,44	0,44
ГБУ санаторий «Пушкино»	0,16	0,16	0,15	0,34	0,34
ООО «Дзержинсктеплогаз»	Нет тепловых сетей				
АО «НОКК»	0,15	0,15	0,6	0,36	0,36

Итого по МО ГО «Город Дзержинск»	236,25	181,14	256,02	235,88	209,56
----------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных ООО "Нижегородтеплогаз" за 2023 г. приведены в таблице 66.

Таблица 66. Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных ООО "Нижегородтеплогаз" за 2023 г.

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Факт потребления топлива, тут	Выработка ТЭ факт, Гкал	Тепловые потери в сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям с учетом потерь в ТС	Доля потерь в ТС от выработки ТЭ
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"						
ООО "Нижегородтеплогаз"						
2	Котельная № 1Н	2 672,20	19 262,94	917,81	18 345,13	4,76%
3	Котельная № 15	1 828,38	11 000,37	559,57	10 440,80	5,09%
4	Котельная № 20	2 204,23	18 289,58	596,76	17 692,82	3,26%
5	Котельная № 23	1 269,33	9 604,95	441,29	9 163,66	4,59%
6	Котельная № 26Н	1 715,93	12 875,87	411,73	12 464,14	3,20%
7	Котельная № 28	1 175,27	8 189,90	252,74	7 937,16	3,09%
8	Котельная № 29Н	1 882,18	12 661,22	615	12 046,22	4,86%
9	Котельная № 35	1 570,99	11 056,99	456,79	10 600,20	4,13%
10	Котельная № 38Н	2 222,80	14 993,48	1 201,74	13 791,74	8,02%
11	Котельная № 40	1 869,47	14 689,22	443,92	14 245,30	3,02%
12	Котельная № 42	2 073,46	14 043,81	514,68	13 529,13	3,66%
13	Котельная № 43Н	1 790,86	12 238,97	426,57	11 812,40	3,49%
14	Котельная № 44Н	937,15	7 595,94	221,67	7 374,27	2,92%
15	Котельная № 47Н	1 397,95	10 894,65	400,47	10 494,18	3,68%
16	Котельная № 48Н	4 261,66	29 115,55	1 680,94	27 434,61	5,77%
17	Котельная № 60Н	498,1	3 531,09	121,17	3 409,92	3,43%
18	Котельная № 61	2 365,58	16 214,55	1 035,33	15 179,22	6,39%
19	Котельная № 62	2 492,74	17 509,20	747,39	16 761,81	4,27%
20	Котельная № 64Н	2 874,77	20 919,92	2 304,75	18 615,17	11,02%
ИТОГО по Восточному ТСР		37 103,05	264 688,20	13 350,32	251 337,88	5,04%
21	Котельная № 8	1 138,47	6 502,64	366,85	6 135,79	5,64%
22	Котельная № 13	1 920,99	14 827,24	615,36	14 211,88	4,15%
23	Котельная № 22	1 608,61	10 579,64	759,94	9 819,70	7,18%
24	Котельная № 25	2 218,26	12 909,13	557,46	12 351,67	4,32%
25	Котельная № 27	876,27	6 225,48	331,75	5 893,73	5,33%

26	Котельная № 31	1 518,58	9 329,67	515,28	8 814,39	5,52%
27	Котельная № 32	2 142,74	14 423,30	523,85	13 899,45	3,63%
28	Котельная № 33	2 440,62	14 597,18	738,47	13 858,71	5,06%
29	Котельная № 34	2 167,45	14 744,92	791,3	13 953,62	5,37%
30	Котельная № 36	1 730,19	10 747,75	667,22	10 080,53	6,21%
31	Котельная № 37	3 419,86	18 221,42	740,56	17 480,86	4,06%
32	Котельная № 45	2 297,40	14 368,00	666,15	13 701,85	4,64%
33	Котельная № 46	697,8	4 560,00	255,26	4 304,74	5,60%
34	Котельная № 49	826,61	5 903,40	536,28	5 367,12	9,08%
35	Котельная № 50	1 956,25	13 346,66	572,4	12 774,26	4,29%
36	Котельная № 51	870,35	6 244,75	209,39	6 035,36	3,35%
37	Котельная № 52	1 397,82	8 715,42	299,6	8 415,82	3,44%
38	Котельная № 53	1 711,30	10 685,10	771,73	9 913,37	7,22%
39	Котельная № 54	1 096,52	8 770,32	355,69	8 414,63	4,06%
40	Котельная № 55	1 257,88	8 983,40	296,59	8 686,81	3,30%
41	Котельная № 56	1 057,23	6 362,42	210,19	6 152,23	3,30%
42	Котельная № 57	1 763,06	10 799,47	423,97	10 375,50	3,93%
43	Котельная № 58	1 985,35	11 835,94	488,65	11 347,29	4,13%
44	Котельная № 59	1 964,92	12 447,78	752,57	11 695,21	6,05%
ИТОГО по Западному ТСР		40 064,51	256 131,03	13 759,85	239 066,50	5,37%
ВСЕГО по ООО "Нижегородтеплогаз"		77 145,92	520 819,23	27 565,50	485 394,57	5,29%

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» за 2023 г. приведены в таблице 67.

Таблица 67. Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных МУП «ДзержинскЭнерго» за 2023 г.

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Факт потребления топлива, тут	Выработка ТЭ факт, Гкал	Тепловые потери в сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям с учетом потерь в ТС	Доля потерь в ТС от выработки ТЭ
1	Котельная № 3	39,741	114,252	7,271	106,981	6,36%
2	Котельная № 7	133,621	738,57	0	738,57	0,00%
3	Котельная № 9	169,963	988,90	0	988,903	0,00%
4	Котельная № 11	26,839	201,282	0	201,282	0,00%
5	Котельная № 14	22,395	292,497	0	292,497	0,00%
6	Котельная № 21	16,673	332,047	0	332,047	0,00%
7	Котельная общежития по ул. Га-стелло, 4 А	12,908	168,177	33,656	134,521	20,01%
8	Котельная школы № 25 пос. Ба-бино	56,089	319,846	14,807	305,039	4,63%

9	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	67,367	212,469	13,524	198,945	6,37%
10	Котельная амбулатории пос. Петряевка	9,757	41,831	0	41,831	0,00%
11	Котельная пос. Петряевка	174,647	816,704	38,166	778,538	4,67%
12	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	98,126	534,706	47,32	487,386	8,85%
13	Котельная пос. Горбатовка, (Поссовет)	15,861	83,433	0	375,931	0,00%
14	Котельная пос. Горбатовка, Восточная, 1А	74,387	375,931	17,403	66,03	20,86%
15	Котельная пос. Гавриловка	10,119	56,031	0	56,031	0,00%
16	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	29,461	86,928	0	86,928	0,00%
17	Котельная пос. Желнино (Почта)	3,496	29,487	0	29,487	0,00%
18	Котельная бывшее трамвайное депо	65,249	328,205	0	328,205	0,00%
19	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	63,206	281,808	17,934	281,808	0,00%
20	Котельная ул. Сухаренко, 10	2 012,83	13 258,29	759,094	12499,2	5,73%
ИТОГО по МУП «ДзержинскЭнерго»		3 102,73	19 261,40	949,175	18 104,59	4,93%

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных п. Пыра, ООО «Дзержинсктеплогаз», ГБУ санаторий «Пушкино» за 2023 г. приведены в таблице 68.

Таблица 68. Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных п. Пыра, ООО «Дзержинсктеплогаз», ГБУ санаторий «Пушкино» за 2023 г.

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Факт потребления топлива, тут	Выработка ТЭ факт, Гкал	Тепловые потери в сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям с учетом потерь в ТС	Доля потерь в ТС от выработки ТЭ
1	Котельная пос. Пыра	1 211,00	5 906,00	166,4	5 739,60	2,82%
ООО «Дзержинсктеплогаз»						
1	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	355	2 241,00	37,59	2 175,00	1,68%
2	Котельная пр. Ленина, 8а	131	780	0	780	0,00%
3	Котельная ул. Строителей, 9в	981	6 351,00	259,12	6 023,00	4,08%
ИТОГО по ООО "Дзержинсктеплогаз"		1 467,00	9 372,00	296,71	8 978,00	3,17%
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"						
1	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	238,38	1 511,00	155,6	2 636,00	10,30%

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельной АО «НОКК» за 2023 г. приведены в таблице 69.

Таблица 69. Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от котельных АО «НОКК» за 2023 г.

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Факт потребления топлива, тут	Выработка ТЭ факт, Гкал	Тепловые потери в сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям с учетом потерь в ТС	Доля потерь в ТС от выработки ТЭ
ЕТО № 2. АО «НОКК»						

1	Котельная №42	801,86	4 845,00	329	4 371,00	7,00%
---	---------------	--------	----------	-----	----------	-------

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях от источников теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. приведены в таблице 70.

Таблица 70. Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск» за 2023 г.

№ п/п	Наименование теплоснабжающей организации	Факт. потребление топлива, тут	Фактическая выработка ТЭ с горячей водой, Гкал/год	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/год	Полезный отпуск потребителям в горячей воде с учетом потерь в ТС, Гкал/год	Доля потерь в ТС от выработки ТЭ, %
1	Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"	606755,00	1250554,00	157200,00	1093354,00	12,57%
2	ООО "Нижегородтеплогаз"	77 145,92	520 819,23	27 565,50	485 394,57	5,29%
3	МУП "ДзержинскЭнерго"	3 102,73	19 261,40	949,18	18 104,55	5,00%
4	ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова"	129258	687760	22723	665037	3,30%
5	Котельная п. Пыра (МУП "ДзержинскЭнерго")	1 211,00	5 906,00	166,40	5 739,60	2,82%
6	ООО "Дзержинсктеплогаз"	1 467,00	9 372,00	296,71	8 978,00	3,17%
7	ГБУ санаторий "Пушкино"	238,38	1511	155,6	2636	10,30%
ИТОГО по ЕТО №1		819178,03	2495183,63	209056,39	2279243,72	8,38%
8	АО "НОКК"	801,86	4845	329	4371	7,00%
ИТОГО по ЕТО №2		801,86	4845	329	4371	7,00%
ИТОГО по котельным МО ГО «город Дзержинск»		83 958,73	561 944,13	29 488,59	525 419,72	5,25%
ВСЕГО по источникам комбинированной выработки МО ГО «город Дзержинск»		736013,00	1938314,00	179923,00	1758391,00	9,28%

2.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

2.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Подключение системы отопления потребителей городского округа город Дзержинск осуществляется:

– для ИТП (в основном для многоквартирных высотных домов свыше 9 этажей) и отдельных крупных объектов – по независимой схеме через теплообменники;

– для жилых домов до 9-ти этажей включительно по зависимой схеме через элеваторы (от ТЭЦ) и непосредственное присоединение (от котельных).

Водоснабжение потребителей горячей водой осуществляется по закрытой схеме, в ЦТП схема присоединения систем ГВС потребителей осуществляется через двухступенчатые водоподогреватели, а в ИТП – одноступенчатые водоподогреватели.

На обслуживании филиала «Нижегородский» ПАО «Т плюс» находятся 36 ЦТП.

2.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов

по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Количество приборов учета, установленных у потребителей ПАО «Т Плюс», составляет 1075 ед. (СПТ 943.2, КС-202 «Прима-С РМД», «ВЗЛЕТ ТСРВ»).

Перечень объектов, оснащенных приборами учета тепловой энергии, присоединенных к тепловым сетям ООО «Нижегородтеплогаз» представлен в таблице 71. При этом значительная часть потребителей тепловой энергии (жилые дома) не оборудована узлами учета потребления тепловой энергии.

Таблица 71. Перечень объектов, оснащенных приборами учета тепловой энергии, присоединенных к тепловым сетям ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	№ котельной	Адрес	Наименование
1	44	Ленина пр. 62	дворец культуры
2	27	Гайдара,7	ДзержинскЭнерго, больница №8, поликлиника
3	27	Гайдара,7	главный корпус
4	27	Гайдара,7	инфекционный корпус
5	27	Гайдара,7	административный корпус
6	27	Гайдара,7	лабораторный корпус
7	27	Гайдара,7	прачечная б-цы №8
8	27	Гайдара,7	мастерская б-цы №8
9	27	Гайдара,7	гараж
10	15	Западный пер.3	пансионат
11	15	Западный пер.3	гараж
12	15	Западный пер.3	спортзал
13	26	Ленина пр.53	учебный корпус
14	26	Ленина пр.53	гараж
15	26	Ленина пр.53	мастерская
16	26	Ленина пр.53	столовая, спортзал
17	15	Западный пер.7	общежитие
18	26	Грибоедова,10	колледж
19	26	Грибоедова,10	гараж пед. колледжа
20	26	Грибоедова,10	пристрой к пед. колл
21	45	Циолковского, 5	колледж
22	33	Ватутина 39	Леч. корпус №1
23	33	Ватутина 39	переход
24	33	Маяковского 28	Леч. корпус №2
25	37	Пирогова 33б	социальный приют
26	37	Пирогова 33б	склад
27	37	Пирогова 33б	прачечная
28	37	Пирогова 33б	гараж
29	48	Гайдара 3а	спец. дом реб. №2
30	48	Гайдара 3а	гаражи
31	33	Мира б-р 2	муз колледж
32	31	Терешковой 18в	администр. здание
33	44	Победы б-р 6	мастерские (лит. Б)

№ п/п	№ котельной	Адрес	Наименование
34	44	Победы б-р 6	адм. помещения
35	44	Победы б-р 6	столовая
36	44	Победы б-р 6	администр. здание
37	59	Чкалова пр.24	торговый центр
38	1	Ленина пр. 61	адм. здание
39	1	Ленина пр. 61а	АТС-33
40	62	Ульянова 5	АТС-36
41	62	Бутлерова 3	адм. зд. (П2: П5,)
42	26	Бутлерова 3	адм. зд. (П7)
43	33	Маяковск.30 (л. Б)	спорткорпус
44	33	Маяк.30 (лит.Б1)	кафе-бильярдная
45	1	Дзержинского .3	торг.-пром. палата
46	13	Бутлерова,40в	ОТШ ДОСААФ
47	20	Жуковского пер.2	опыт. уч-к гаражи
48	20	Жуковского пер.2	опытн. уч-к гараж
49	20	Ленина пр.79	главный уч. корпус
50	20	Ленина пр.79	мастерские
51	20	Дзержинского.4	почтамт
52	43	Марковников, 22а	офис
53	32	Ленина пр.48	гараж
54	32	Ленина пр.48	корпус №1
55	32	Ленина пр.48	корпус № 2
56	32	Ленина пр.48	корпус № 3
57	22	Матросова 36	общежитие-гостиница
58	1	Дзержинского,2	гостиница
59	1	Дзержинского,2	ресторан
60	59	Чкалова пр.23а	здание суда
61	59	Чкалова пр.23а	гараж
62	23	Гайдара 10	Управление суд. Департамента адм. зд.
63	20	Жуковского пер.2	ННГУ
64	34	Советская 13	м-н Пятерочка Агроторг
65	60	Маяковского 3	"Сатурн-5"
66	54	Строителей 14	Православная гимназия им. С. Саровского

Приборы учета, установленные у потребителей тепловой энергии МУП «Дзержинск-Энерго», представлены в таблице 72.

Таблица 72. Приборы учета, установленные у потребителей тепловой энергии МУП «Дзержинск-Энерго»

№ п/п	Наименование потребителя	Источник тепловой энергии
1	ГБУЗ НО "Городская детская больница № 8 г.Дзержинска"	Котельная №9
2	МБОУ "Средняя школа №16"	Котельная пос. Горбатовка
3	МБОУ "Средняя школа № 33"	Котельная ул. Сухаренко, 10

Сведения о приборах коммерческого учета, установленных на Дзержинской ТЭЦ, представлены в таблице 73.

Таблица 73. Приборы коммерческого учета, установленных на Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование узла учета	Тип теплоносителя	Перечень средств измерения на узле учета
1	Сетевая вода трубопровод 1 очередь (прямая, обратная)	вода	Тепловычислитель СПТ961 Расходомер Взлет ЭР исп. УРСВ-542Ц Расходомер Взлет ЭР исп. УРСВ-542Ц Преобразователь давления Метран-55-ДИ мод.515 Преобразователь давления Метран-55-ДИ мод.515 Термопреобразователи КТСР-001
2	Сетевая вода трубопровод 2 очередь (прямая, обратная)	вода	Тепловычислитель СПТ961 Расходомер Взлет ЭР исп. УРСВ-542Ц Расходомер Взлет ЭР исп. УРСВ-542Ц Преобразователь давления Метран-55-ДИ мод.515

№ п/п	Наименование узла учета	Тип теплоносителя	Перечень средств измерения на узле учета
			Преобразователь давления Метран-55-ДИ мод.515 Термопреобразователи КТСПР-001
3	Сетевая вода на ОАО "Дзержинское" (прямая, обратная)	вода	Тепловычислитель СПТ961 Расходомер Взлет МР исп. УРСВ-520Ц Преобразователь давления МИДА-ДИ-13П-В-01 Преобразователь давления МИДА-ДИ-13П-В-01 Термопреобразователи КТПТР-01
4	Сетевая вода на ООО "НПО "Техноград" (прямая, обратная)	вода	Тепловычислитель СПТ961 Расходомер Взлет ЭР исп. ЭРСВ-420л Расходомер Взлет ЭР исп. ЭРСВ-420л Термопреобразователи КТПТР-01
5	Сетевая вода на ООО "Крона" (прямая, обратная)	вода	Тепловычислитель СПТ961 Расходомер Взлет ЭР исп. ЭРСВ-420лв Расходомер Взлет ЭР исп. ЭРСВ-420л Термопреобразователи КТСПР-001

Сведения о приборах учета, установленных на ЦТП МО ГО «Город Дзержинск», показаны в таблице 74.

Таблица 74. Сведения о приборах учета, установленных на ЦТП МО ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	№ ЦТП	Кон-тур	Измеряемый параметр	Тип оборудования	Марка оборудования	Количество, шт.
1	7	ГВС	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
2			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
3			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
4			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
5			регулятор давления ГВС (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
6				преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
7			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
8			регулятор температуры ГВС (подача теплоносителя на 2 ступень ТО)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
9						
10						
11		Отопление	визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
12				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, ОС Windows Server2008, SCADA Radar	
13				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, ОС Windows 7, SCADA Radar	
14			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
15			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
16			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
17			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
			давление в подающем трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1

№ п/п	№ ЦТП	Кон-тур	Измеряемый параметр	Тип оборудования	Марка оборудования	Количество, шт.
18			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
19			регулятор перепада давления	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
20			регулятор температуры отопления	насос смесительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
21			регулятор давления отопления (обратный трубопровод)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
22			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
23				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, ОС Windows Server2008, SCADA Radar	
24				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, ОС Windows 7, SCADA Radar	
25						
26						
27						
28	19, 35, 36	ГВС	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
29			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
30			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
31			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
32			регулятор давления ГВС (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
33				преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
34			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
35			регулятор температуры ГВС (подача теплоносителя на 2 ступень ТО)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
36			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
37				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, ОС Windows Server2008, SCADA Radar	
38				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, ОС Windows 7, SCADA Radar	
39		Отопление	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
40			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
41			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
42			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
43			давление в подающем трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
44			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
45			регулятор перепада давления	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
46			регулятор температуры отопления	насос смесительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1

№ п/п	№ ЦТП	Кон-тур	Измеряемый параметр	Тип оборудования	Марка оборудования	Количество, шт.
47			регулятор давления отопления (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
48			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
49				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
50				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
51	28	ГВС	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
52			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
53			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
54			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
55			регулятор давления ГВС (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
56				преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
57			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
58			регулятор температуры ГВС (подача теплоносителя на 2 ступень ТО)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
59			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
60				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
61				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
62		Отопление	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
63			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
64			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
65			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
66			давление в подающем трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
67			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
68			регулятор перепада давления	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
69			регулятор температуры отопления	насос смесительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
70			регулятор давления отопления (обратный трубопровод)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
71			регулятор давления отопления (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1

№ п/п	№ ЦТП	Кон-тур	Измеряемый параметр	Тип оборудования	Марка оборудования	Количество, шт.
72			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
73				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
74				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
75	37, 40	ГВС	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
76			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
77			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
78			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
79			регулятор давления ГВС (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
80				преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
81			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
82			регулятор температуры ГВС (подача теплоносителя на 2 ступень ТО)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
83			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
84				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
85				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
86		Отопление	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
87			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
88			давление в подающем трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
89			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
90			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
91				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
92				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
93	Остальные ЦТП	ГВС	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
94			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
95			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
96			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1

№ п/п	№ ЦТП	Кон-тур	Измеряемый параметр	Тип оборудования	Марка оборудования	Количество, шт.
97			регулятор давления ГВС (подающий трубопровод)	насос повысительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
98				преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
99			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
100			регулятор температуры ГВС (подача теплоносителя на 2 ступень ТО)	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
101			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
102				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
103				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	
104		Отопление	температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
105			температура в подающем трубопроводе	термопреобразователь сопротивления	Метран-226	1
106			давление в подающем трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
107			давление в обратном трубопроводе	преобразователь избыточного давления	Метран-55ДИ 1,6 МПа	1
108			расход в подающем трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
109			расход в обратном трубопроводе	преобразователь расхода электромагнитный	Взлет ЭР Лайт	1
110			регулятор перепада давления	клапан регулирующий с электроприводом	RV113R с ANT40.11 LDM	1
111			регулятор температуры отопления	насос смесительный с ЧРП	ЧРП Altivar 61	1
112			визуализация, расчет энергии, архивация телеизмерений, диспетчерское управление приводами и уставками регуляторов	ПЛК (глубина архива- 18 часов, перезаписываемый)	Modicon M340	
113				сервер (глубина архива- 24 месяца- часовой, суточный, месячный)	HP DL 360, OC Windows Server2008, SCADA Radar	
114				ПК АРМ начальника смены ОДС	Промышленный ПК Advantix, OC Windows 7, SCADA Radar	

2.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

ООО «Нижегородтеплогаз» имеет независимую систему диспетчеризации автоматических котельных с диспетчерским пунктом в ГО «Город Дзержинск». В настоящий момент система является вертикально-ориентированной и построена по схеме SCADA («наверху») → OPC-сервер → контроллер («внизу»).

Нижний уровень – это промышленные контроллеры «МП Трансформер», а также «МП Трансформер ML» производства ЗАО «Электротехническая Компания».

Передачу данных с контроллеров на диспетчерский пункт обеспечивает предоставляемый производителем OPC-сервер стандарта DA (+HDA для «МП Трансформер ML») с использованием следующих видов связи:

1. Коммутируемые телефонные линии. Работают два независимых канала: основной – OPC-сервер инициирует звонок строго по расписанию, определенному при конфигурировании, и аварийный - информация поступает на диспетчерский пункт по инициативе контроллера в момент возникновения аварии.
2. GSM. Связь с объектами осуществляется по двум независимым.
3. ADSL-подключение к сети Интернет (для «МП Трансформер ML»). Для связи используются TCP/IP-протоколы. При таком способе интервал опроса объектов составляет 30 сек., что обеспечивает диспетчеризацию в Real-time режиме.
4. Ethernet-подключение (для «МП Трансформер ML»). Применен для объектов, находящихся в непосредственной близости от диспетчерского пункта.
5. GPRS и EDGE-подключение к сети Интернет (в процессе тестирования).

С каждого объекта на диспетчерский пункт поступает около двухсот технологических параметров, в том числе с тепловых (СПТ) и газовых (СПГ) счетчиков, а также котловой автоматики КСУ-МАК и МАК-2001. Связь «МП Трансформер» с вычислителями теплосчетчиков, газосчетчиков и контроллерами котловой автоматики организована по магистрали RS-485.

Верхний уровень – это автоматизированное рабочее место диспетчера с развитым пользовательским интерфейсом, для создания которого использован динамично развивающийся продукт отечественных разработчиков «Master SCADA».

Дополнительное программное обеспечение позволяет производить автоматический анализ архивов технологических параметров с предоставлением статистических данных в удобном пользователю формате.

На базе ПАО «Т Плюс» и АО «НОКК» существует центральная диспетчерская служба, которая осуществляет круглосуточный оперативно-диспетчерский контроль за соблюдением режимов и управление режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления в целях обеспечения потребителей тепловой энергией.

Диспетчерская служба координирует и осуществляет оперативный контроль хода выполнения работ по своевременному и квалифицированному устранению аварийных ситуаций, последствий аварий и инцидентов на тепловых сетях.

На базе МУП «ДзержинскЭнерго» диспетчерская служба отсутствует.

2.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Из 36 ЦТП подключены к АРМ диспетчера по проводной сети передачи данных 28 ЦТП, из них 16 имеют дублирующий GSM канал связи.

Функциональные возможности автоматизированного рабочего места диспетчера:

- отображение на мнемосхеме ЦТП состояния оборудования ЦТП и контролируемых параметров в реальном времени (положение запорной и регулирующей арматуры, состояние электроприводов насосов, частота их вращения, наличие питания на вводах ВРУ, значения контролируемых величин температуры, давления, расхода и уровня);

- фиксирование аварийных ситуаций и изменений режимов работы с выдачей текстового, визуального (изменение цвета оборудования на мнемосхеме) и звукового сигналов;

- архивирование основных параметров работы ЦТП и аварийных ситуаций;

- предоставление архива (часового и суточного) телеизмерений (минимальные, средние и максимальные значения) за запрашиваемый период в табличной форме;

- дистанционное управление ЦТП, изменение заданий на регуляторы, управление электрифицированной запорной арматурой, пуск и останов насосов.

На текущий момент Филиал Нижегородский ПАО «Т плюс» полностью автоматизировал 28 ЦТП.

В ЦТП автоматически поддерживаются температура и давление ГВС и теплоносителя, уровень ГВС в баках-аккумуляторах, реализовано ручное и дистанционное управление электроприводами запорной и регулирующей арматуры и насосами.

Еще 8 ЦТП автоматизированы частично. На них не установлены электроприводы запорной арматуры и смесительные насосы контура отопления.

Комплектные шкафы управления собраны на современных ПЛК «Modicon» и модулях фирмы Schneider Electric (Франция). Скоростью вращения насосов управляют частотные регуляторы Altivar-61 фирмы Telemecanique (Франция). Насосные агрегаты - фирмы Wilo (Германия). Электроприводы запорной арматуры - фирмы Nemep (Чехия).

Обслуживание и ремонт приборов и систем автоматизации производят отдел тепловой автоматики и измерений Филиала Нижегородский ПАО «Т плюс».

2.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

На всех котельных ООО «Нижегородтеплогаз» на обратном трубопроводе системы отопления установлены предохранительные сбросные клапана.

Системами защиты тепловых сетей, обслуживаемых ПАО «Т Плюс» оборудованы 5 ЦТП и 2 павильона.

Системы защиты тепловых сетей, обслуживаемых МУП «ДзержинскЭнерго», от превышения давления отсутствуют.

Системы защиты тепловых сетей, обслуживаемых АО «НОКК», от превышения давления отсутствуют.

2.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозяйные тепловые сети в ГО «Город Дзержинск» отсутствуют.

2.22. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» на тепловых сетях произошли изменения в характеристиках тепловых сетей и сооружений, а именно в 2023 г. были завершены работы по строительству тепловых сетей от врезки в районе ТК-214 до границы подключения по ул. Пушкинская, 15, строительству тепловых сетей для подключения школы на 1100 мест по ул. Клюквина.

В ходе актуализации схемы теплоснабжения были уточнены фактические тепловые потери в тепловых сетях от источников централизованного теплоснабжения ГО «Город Дзержинск», проанализирована статистика отказов и восстановлений тепловых сетей за 2023 г., а также проанализированы фактические режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Часть 3. Зоны действия источников тепловой энергии

Дзержинская ТЭЦ ПАО «Т Плюс», отопительные котельные ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «ДзержинскЭнерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова», ГБУ ОСРЦИ «Пушкино», АО «НОКК» обеспечивают центральное теплоснабжение в жилой, общественно-деловой, производственных зонах городского округа. В состав зоны действия каждого источника входят территории, занятые промышленными, коммунальными и складскими территориями. В состав зон действия и эксплуатационной ответственности каждой теплоснабжающей организации входят территории жилой зоны, занятые промышленными, коммунальными и складскими территориями.

В зону эксплуатационной ответственности ПАО «Т Плюс» входит обеспечение тепловой энергией потребителей городского округа город Дзержинск, за исключением потребителей, расположенных на территории пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Гавриловка, Желнино, Пыра, предприятий в производственных зонах города, подключенных к собственным котельным. В зону эксплуатационной ответственности ПАО «Т Плюс» включено обеспечение тепловой энергией и горячей водой около 40% потребителей городского округа «Город Дзержинск».

В зону эксплуатационной ответственности МУП «ДзержинскЭнерго» входит обеспечение тепловой энергией потребителей ГО «Город Дзержинск», пос. Горбатовка, Петряевка, Бабино, Гавриловка, Желнино, пос. Пыра. В зону эксплуатационной ответственности АО «НОКК» входит обеспечение тепловой энергией части потребителей пос. Горбатовка. В зону действия системы теплоснабжения от Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс» входят 24 котельные, представленные в таблице 75.

Таблица 75. Перечень источников тепловой энергии, которые входят в зону радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

№ п/п	Наименование котельной	Адрес	Принадлежность
1	Котельная № 3	ул. Гайдара, 9	МУП «ДзержинскЭнерго»
2	Котельная № 7	ул. Пирогова, 8	МУП «ДзержинскЭнерго»
3	Котельная № 9	ул. Грибоедова, 29	МУП «ДзержинскЭнерго»
4	Котельная № 21	ул. Новомосковская, 14а	МУП «ДзержинскЭнерго»
5	Котельная ул. Гастелло, 4а	ул. Гастелло, 4а	МУП «ДзержинскЭнерго»
6	Котельная № 8	ул. Попова, 10а	ООО «Нижегородтеплогаз»
7	Котельная № 15	пер. Западный	ООО «Нижегородтеплогаз»
8	Котельная № 31	ул. Терешковой, 14а	ООО «Нижегородтеплогаз»
9	Котельная № 38Н	ул. Гастелло, 22а	ООО «Нижегородтеплогаз»
10	Котельная № 40	ул. Ватутина, 13а	ООО «Нижегородтеплогаз»
11	Котельная № 43Н	ул. Гайдара, 40,а	ООО «Нижегородтеплогаз»
12	Котельная № 45	пр. Циолковского, 15а	ООО «Нижегородтеплогаз»
13	Котельная № 46	ул. Грибоедова, 33а	ООО «Нижегородтеплогаз»
14	Котельная № 49	ул. Ситнова, 8	ООО «Нижегородтеплогаз»
15	Котельная № 50	ул. Ситнова, 2а	ООО «Нижегородтеплогаз»
16	Котельная № 51	пр. Циолковского, 25а	ООО «Нижегородтеплогаз»
17	Котельная № 52	пр. Циолковского, 51	ООО «Нижегородтеплогаз»
18	Котельная № 53	ул. Патоличева, 28	ООО «Нижегородтеплогаз»
19	Котельная № 54	ул. Патоличева, 13а	ООО «Нижегородтеплогаз»
20	Котельная № 55	ул. Строителей, 13а	ООО «Нижегородтеплогаз»

№ п/п	Наименование котельной	Адрес	Принадлежность
21	Котельная № 56	пр. Циолковского, 77	ООО «Нижегородтеплогаз»
22	Котельная № 57	ул. Пушкинская, 16б	ООО «Нижегородтеплогаз»
23	Котельная № 58	бульвар Химиков, 5а	ООО «Нижегородтеплогаз»
24	Котельная № 59	ул. Панфиловцев, 15а	ООО «Нижегородтеплогаз»

Перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единых теплоснабжающих организаций, приведен в таблице 76.

Таблица 76. Перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единых теплоснабжающих организаций

Но- мер ЕТО	Наимено- вание ЕТО	№ си- стемы тепло- снаб.	Теплоснабжающая организация		Источники тепловой энергии	Адрес источника теплоснабжения
1	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»	1	Филиал «Нижего- родский» ПАО «Т Плюс»		Дзержинская ТЭЦ	Речное шоссе, 17
		2	ООО «Нижегородтеплогаз»	Восточный ТСР	Котельная № 1Н	пр. Чкалова, 5б
		3			Котельная № 15	пер. Западный, 5а
		4			Котельная № 20	пр. Ленина, 71а
		5			Котельная № 23	бул. Мира, 4а
		6			Котельная № 26Н	пр. Ленина, 49в
		7			Котельная № 28	ул. Марковникова, 19а
		8			Котельная № 29Н	ул. Марковникова, 10б
		9			Котельная № 35	ул. Маяковского, 18а
		10			Котельная № 38Н	ул. Гастелло, 22б
		11			Котельная № 40	ул. Ватутина, 13а
		12			Котельная № 42	ул. Грибоедова, 4а
		13			Котельная № 43Н	ул. Гайдара, 40б
		14			Котельная № 44Н	бул. Победы, 4б
		15			Котельная № 47Н	ул. Маяковского, 13б
		16			Котельная № 48Н	ул. Чапаева, 68б
		17			Котельная № 60Н	ул. Маяковского, 5
		18			Котельная № 61	ул. Индустриальная, 3а
		19			Котельная № 62	ул. Ульянова, 3а
		20			Котельная № 64Н	ул. Ленинградская, 12б
		21		Западный ТСР	Котельная № 8	ул. Попова, 10а
		22			Котельная № 13	ул. Маяковского, 43а
		23			Котельная № 22	ул. Матросова, 36а
		24			Котельная № 25	ул. Водозаборная, 1б
		25			Котельная № 27	ул. Бутлерова, 27в
		26			Котельная № 31	ул. Терешковой, 14а
		27			Котельная № 32	бул. Мира, 19а
		28			Котельная № 33	ул. Народная, 3а
		29			Котельная № 34	ул. Советская, 10а
		30			Котельная № 36	пр. Чкалова, 49б
		31			Котельная № 37	ул. Пирогова, 30б
		32			Котельная № 45	Пр. Циолковского, 15а
		33			Котельная № 46	Ул. Грибоедова, 33а
		34			Котельная № 49	Ул. Ситнова, 8
		35			Котельная № 50	Ул. Ситнова, 2а
		36			Котельная № 51	Пр. Циолковского, 25а
		37			Котельная № 52	Пр. Циолковского, 51
		38			Котельная № 53	Ул. Патоличева, 28
		39			Котельная № 54	Ул. Патоличева, 13а
		40			Котельная № 55	Ул. Строителей, 13а
		41			Котельная № 56	Пр. Циолковского, 77
		42			Котельная № 57	Ул. Пушкинская, 16б
		43			Котельная № 58	Бульвар Химиков, 5а
		44			Котельная № 59	Ул. Панфиловцев, 15а
		45			Котельная № 3	ул. Гайдара, 9

Но- мер ЕТО	Наимено- вание ЕТО	№ си- стемы тепло- снаб.	Теплоснабжающая организация	Источники тепловой энергии	Адрес источника теплоснабжения
		46	МУП «Дзержинск- Энерго»	Котельная № 7	ул. Пирогова, 8
		47		Котельная № 9	ул. Грибоедова, 29
		48		Котельная № 11	ул. бул. Мира, 22 А
		49		Котельная № 14	ул. Матросова, 6 Е
		50		Котельная № 21	ул. Новомосковская, 14 А
		51		Котельная общежи- тия по ул. Гастелло, 4 А	ул. Гастелло, 4 А
		52		Котельная школы № 25 пос. Бабино	Сел. пос. Бабино
		53		Котельная пос. Ба- бино, (Поссовет)	Сел. пос. Бабино, ул. 8-е Марта, 32
		54		Котельная амбула- тории пос. Петря- евка	пос. Петряевка, ул. Встречная
		55		Котельная пос. Петряевка	Сел. пос. Петряевка, ул. Кварталь- ная
		56		Котельная школы № 16 пос. Горба- товка	Раб. пос. Горбатовка, ул. Школь- ная, 1
		57		Котельная пос. Гор- батовка (Поссовет)	Раб. пос. Горбатовка, ул. Школьная
		58		Котельная пос. Горбатовка	Раб. пос. Горбатовка, ул. Восточная, 1А
		59		Котельная пос. Гавриловка	Раб. пос. Гавриловка, ул. Советская, 34
		60		Котельная д/с № 35 пос. Желнино	пос. Желнино, ул. Кооперативная, 40
		61		Котельная пос. Желнино (Почта)	пос. Желнино, ул. Кооперативная, 31
		62		Котельная бывшее трамвайное депо	ГО «Город Дзержинск», район ООО «Заря»
		63		Котельная пос. Гор- батовка д/с №147	Раб. пос. Горбатовка, ул. Весен- няя, 84
		64		Котельная ул. Суха- ренко, 10	ул. Сухаренко, 10
		65		Котельная пос. Пыра	п. Пыра, ул. Чкалова, 10
		66	ООО «Дзер- жинсктеплогаз»	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	ул. К. Патоличева, 37а
		67		Котельная пр. Ленина, 8а	пр. Ленина, 8а
		68		Котельная ул. Строителей, 9в	ул. Строителей, 9в
		69	ГБУ санаторий Пушкино	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	п. Желнино, шоссе Желнинское, д. 1а
2	АО «НОКК»	70	АО «НОКК»	Котельная №42	Раб. пос. Горбатовка, ул. Весенняя

Зоны действия источников теплоснабжения в Дзержинске, входящих в ЕТО № 1, представлены на рисунке 30. На рисунке 30 приведены номера котельных в соответствии с номерами в таблице 76.

Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в поселках Бабино, Петряевка, Горбатовка, Гавриловка и Желнино, п. Пыра входящих в ЕТО № 1 представлены на рисунках

31. – 41. Зоны действия котельной МУП «Дзержинск-Энерго» бывшего трамвайного депо в районе ООО «Заря» приведена на рисунке 42.

Зона действия котельной ул. Сухаренко, 10 входящая в ЕТО № 1 приведена на рисунке 43. Зона действия котельной в поселке Пыра, которая входит в ЕТО № 1, представлены на рисунке 44.

Зоны действия котельных ООО «Дзержинсктеплогаз» в ГО «Город Дзержинск»е на ул. К. Патоличева, 37а, на пр. Ленина, 8а и на ул. Строителей, 9в, которые входят в ЕТО № 1 показаны на рисунках 45 – 47.

Зона действия котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" в пос. Желнино по адресу Желнинское шоссе, д. 1а, которая входит в ЕТО № 1, приведена на рисунке 48.

Зона действия котельных АО «НОКК» в поселке Горбатовка, которая входит в ЕТО № 2 представлена на рисунке 51.

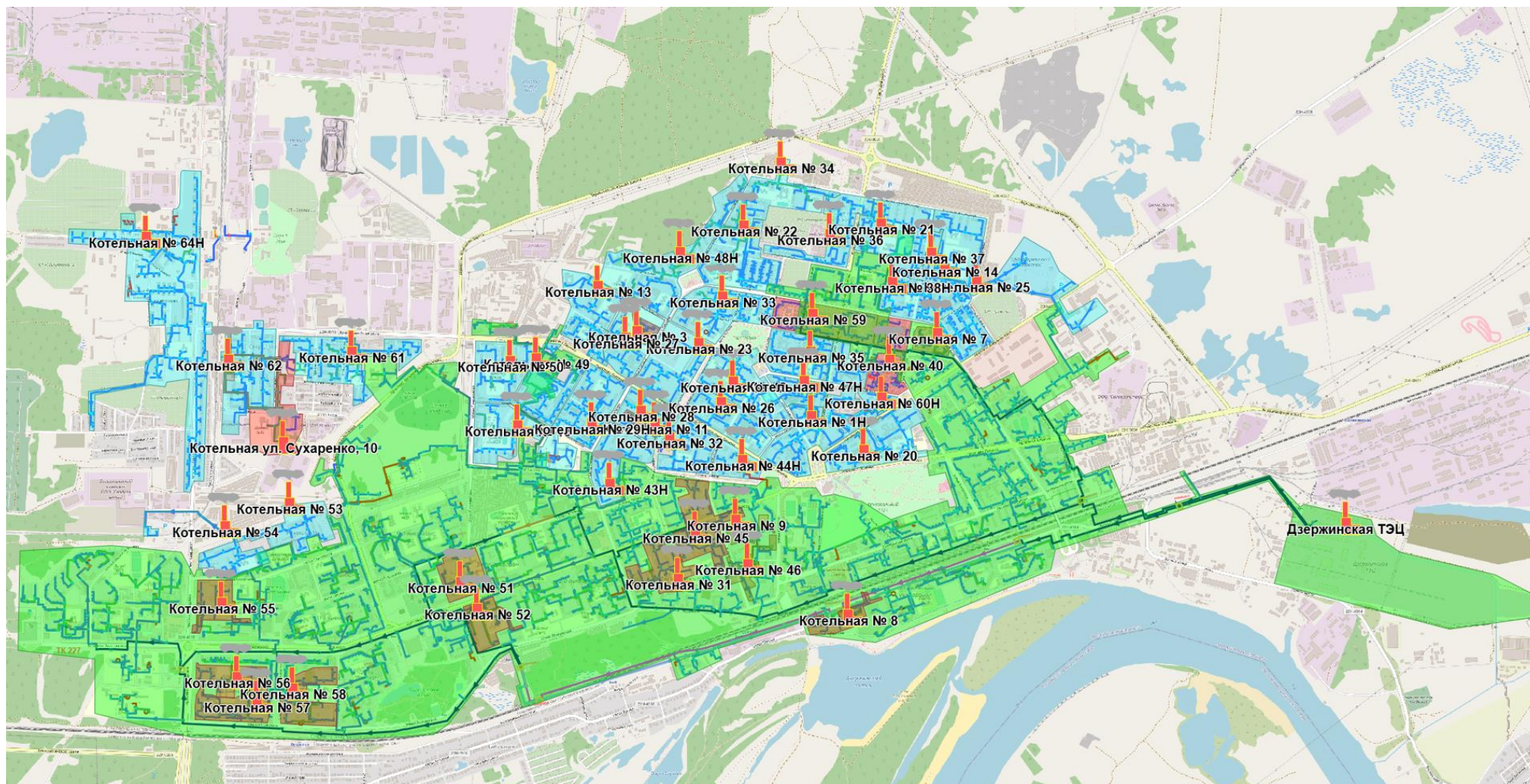


Рисунок 30. Зона действия источников централизованного теплоснабжения в ГО «Город Дзержинск»

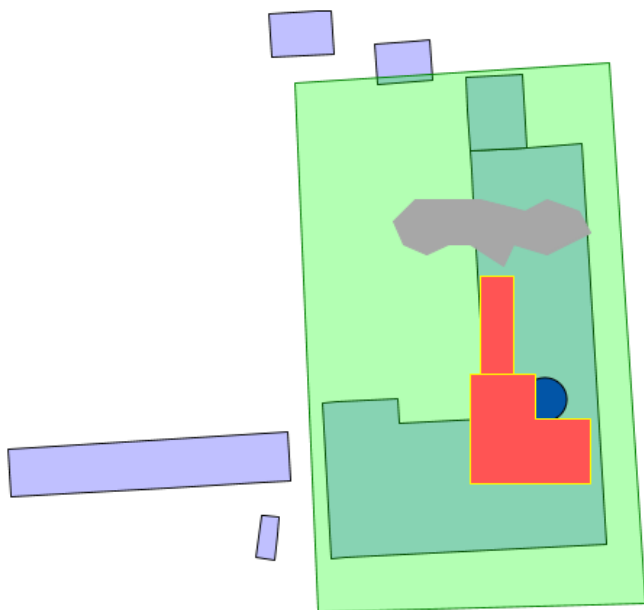


Рисунок 31. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
в пос. Бабино, Школа № 25

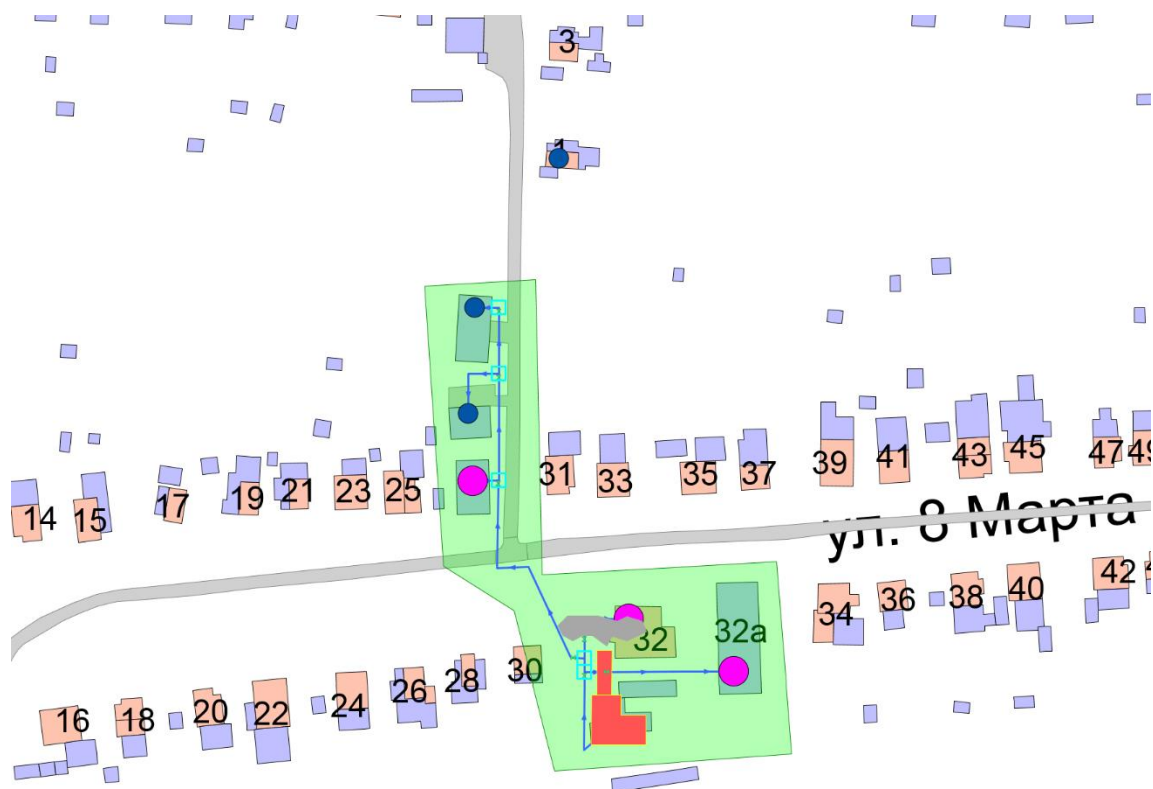
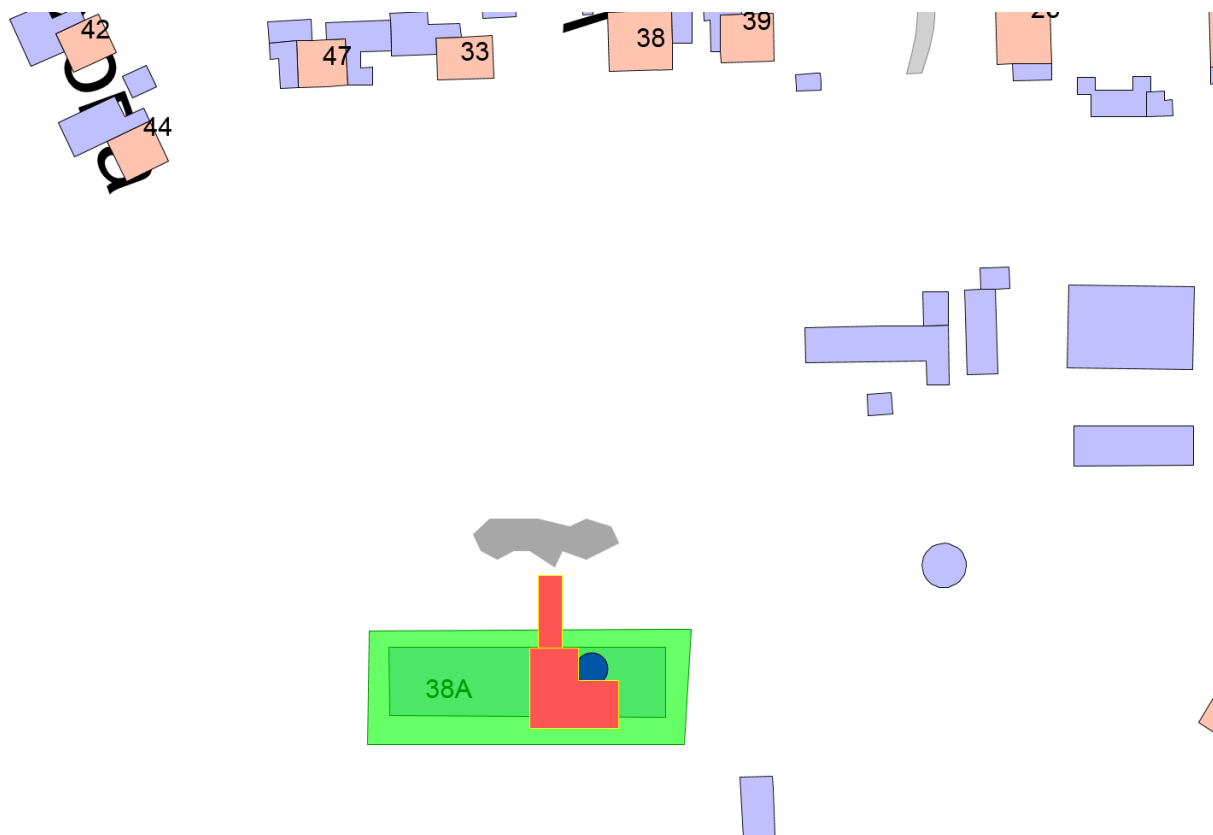
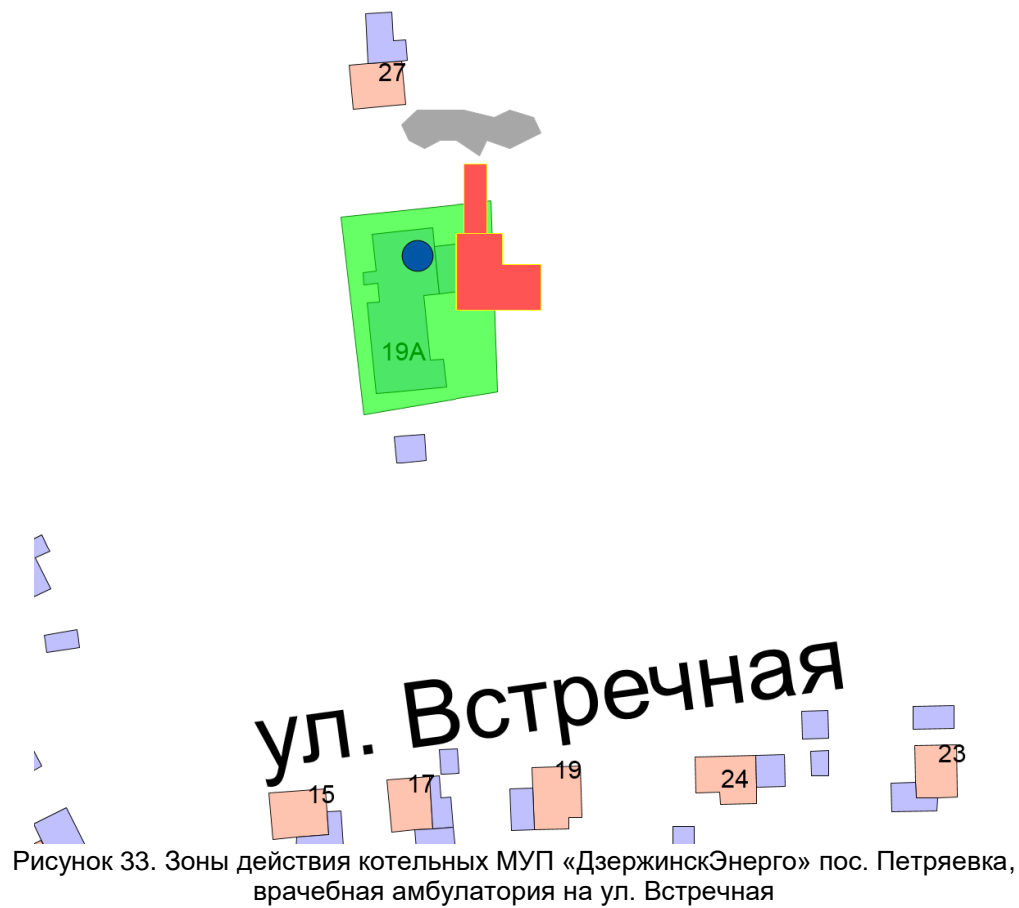


Рисунок 32. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
в пос. Бабино, Пособвет на ул. 8-е Марта, 32



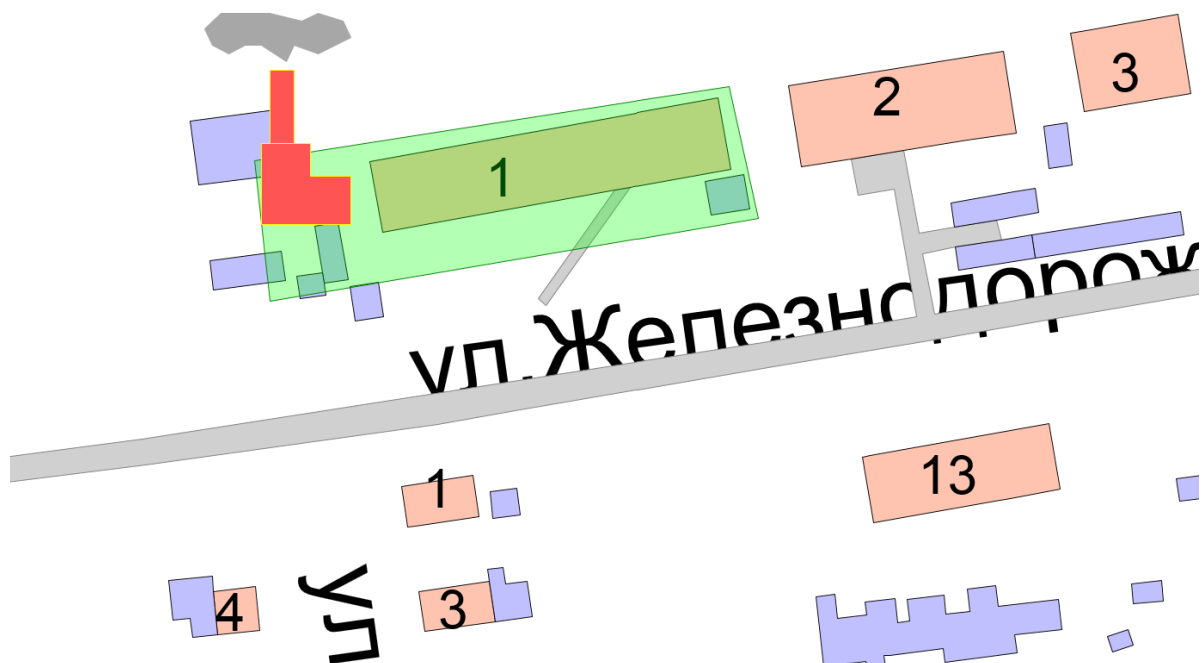


Рисунок 37. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
пос. Горбатовка, на ул. Восточная, 1А

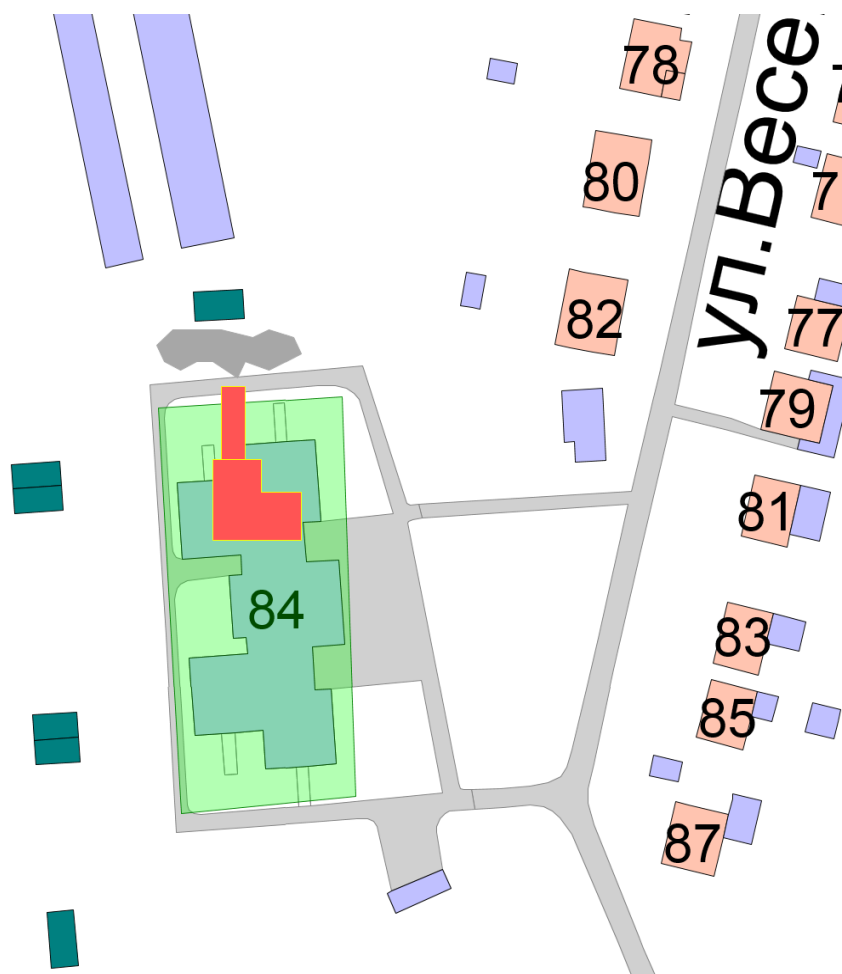


Рисунок 38. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
пос. Горбатовка, детский сад № 147 на ул. Весенняя, 84

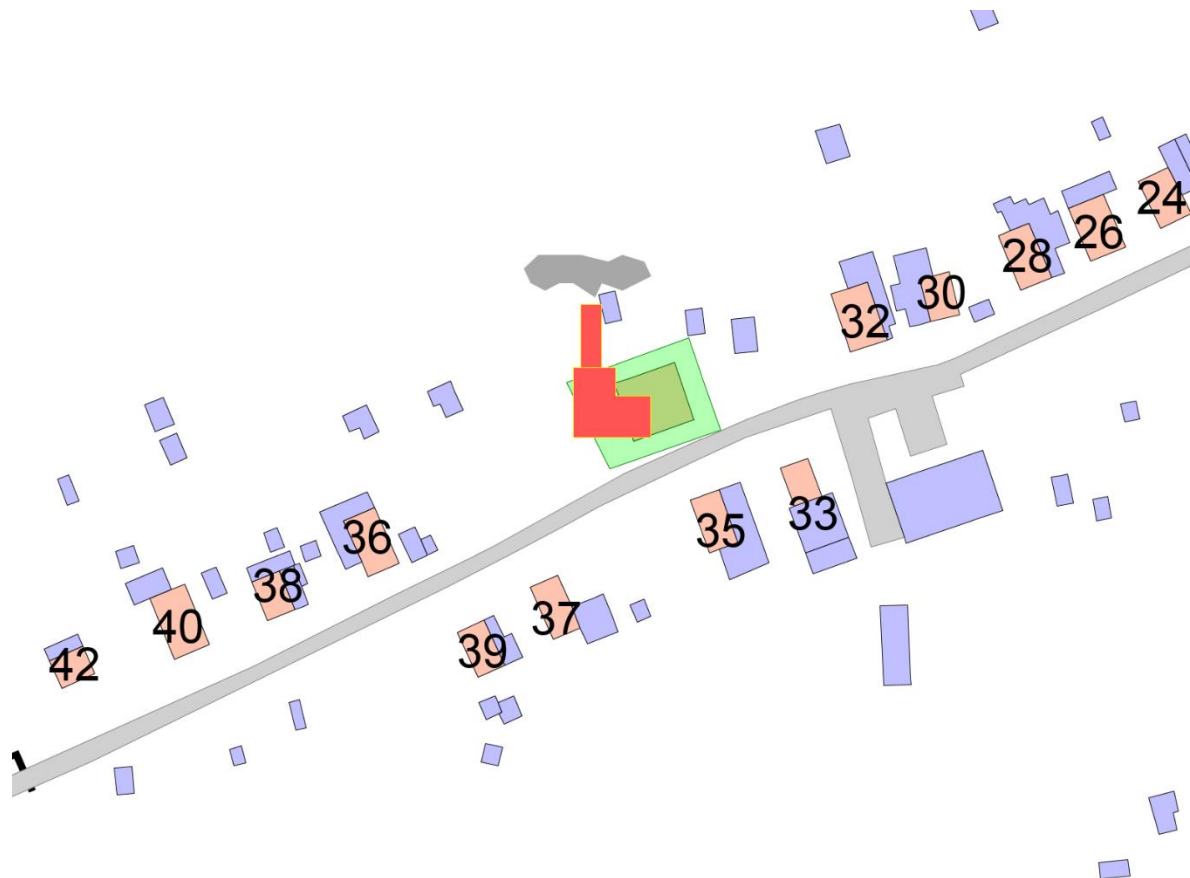


Рисунок 39. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
пос. Гавриловка, ул. Советская, 34

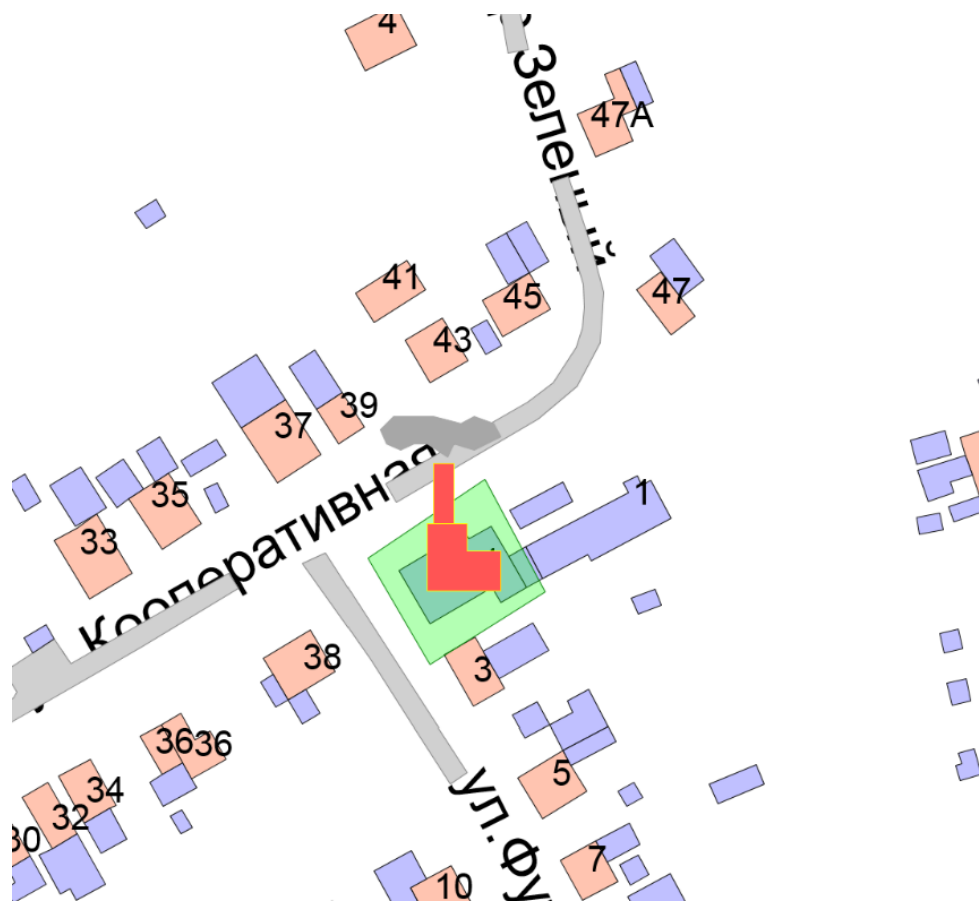


Рисунок 40. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
пос. Желнино, ул. Кооперативная, 40

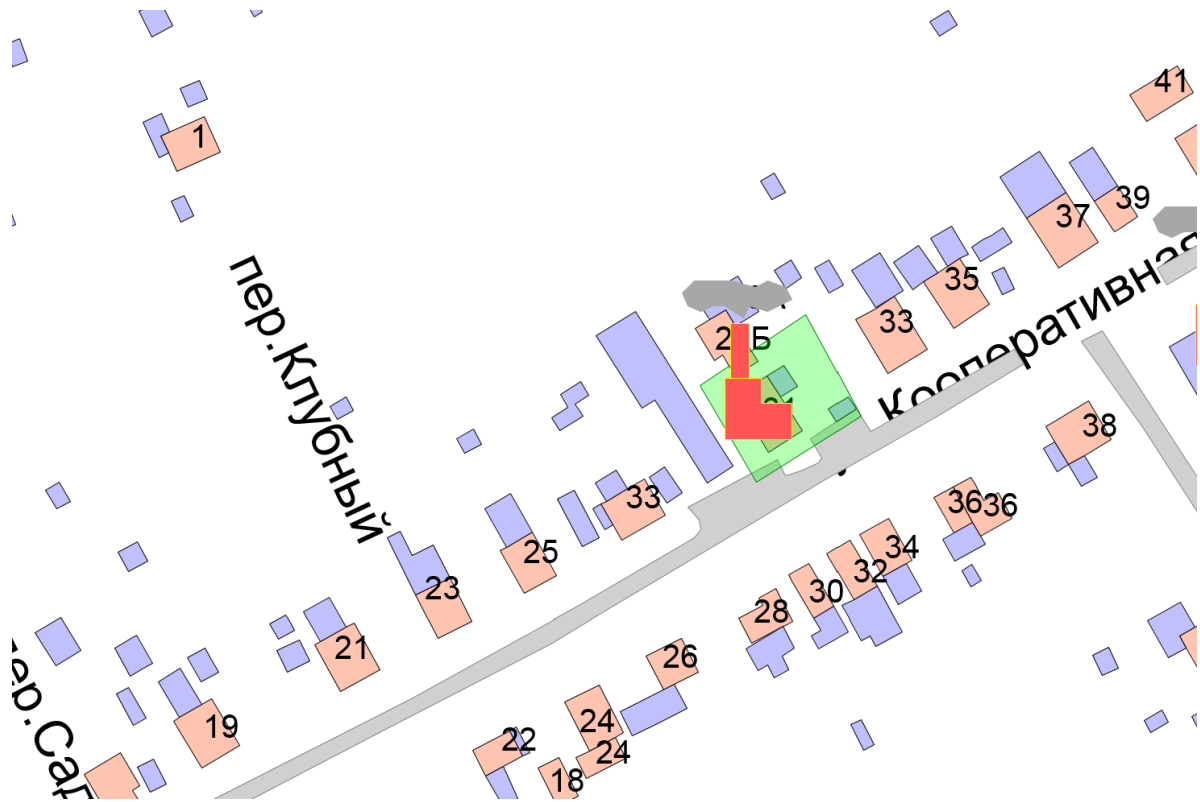


Рисунок 41. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго»
пос. Желнино, Почта на ул. Кооперативная, 31

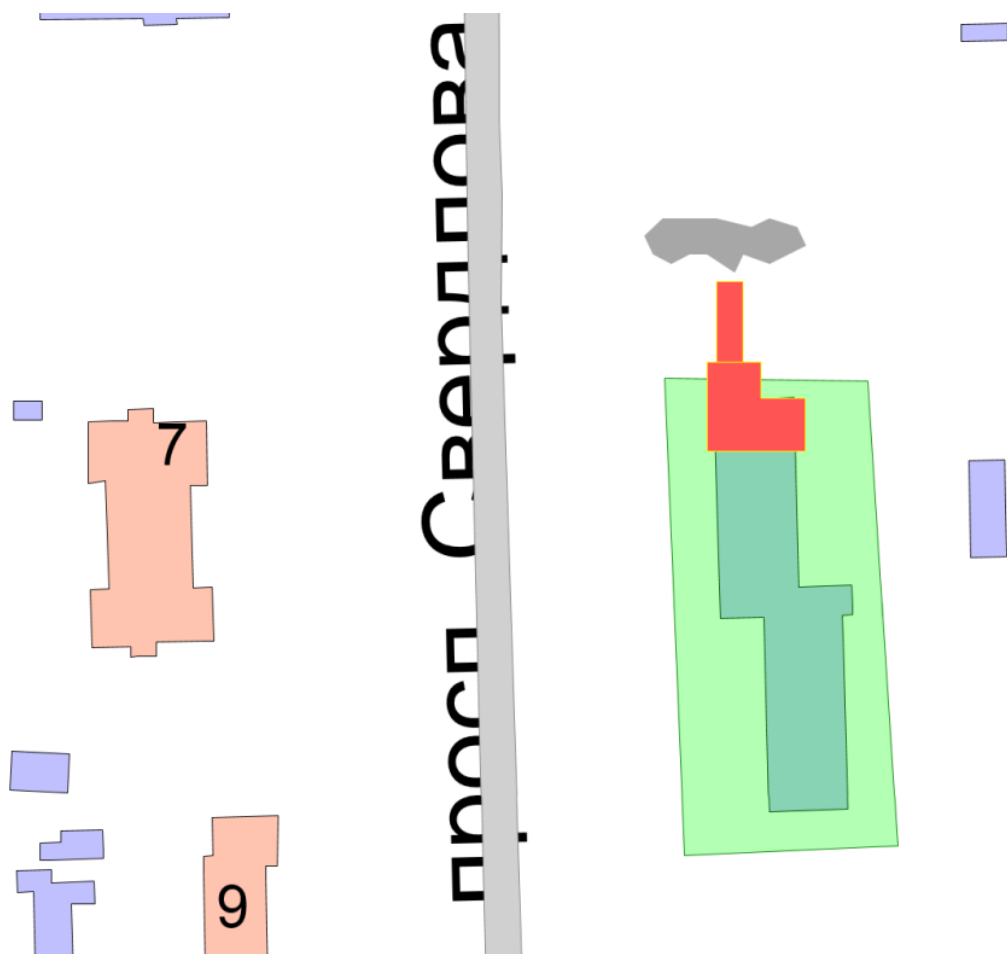


Рисунок 42. Зоны действия котельной МУП «Дзержинск-Энерго»
бывшего трамвайного депо район ООО «Заря»

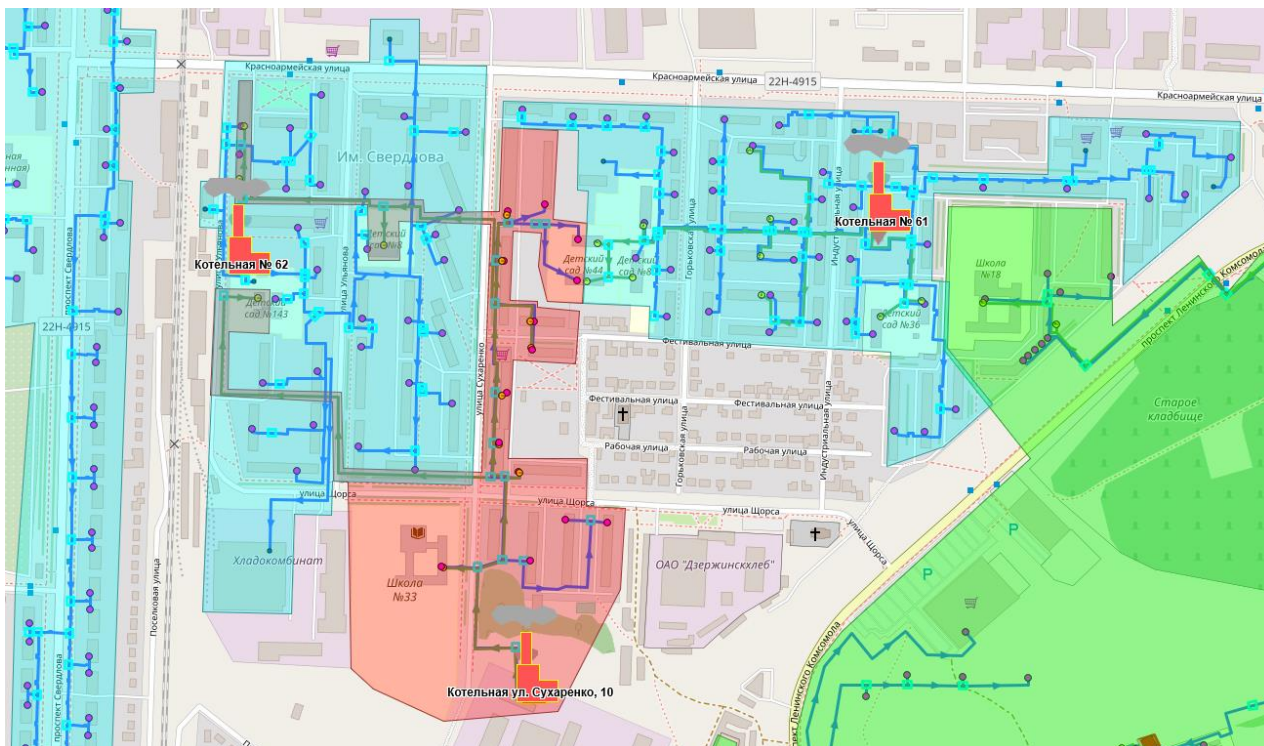


Рисунок 43. Зона действия котельной ул. Сухаренко, 10 (красным)

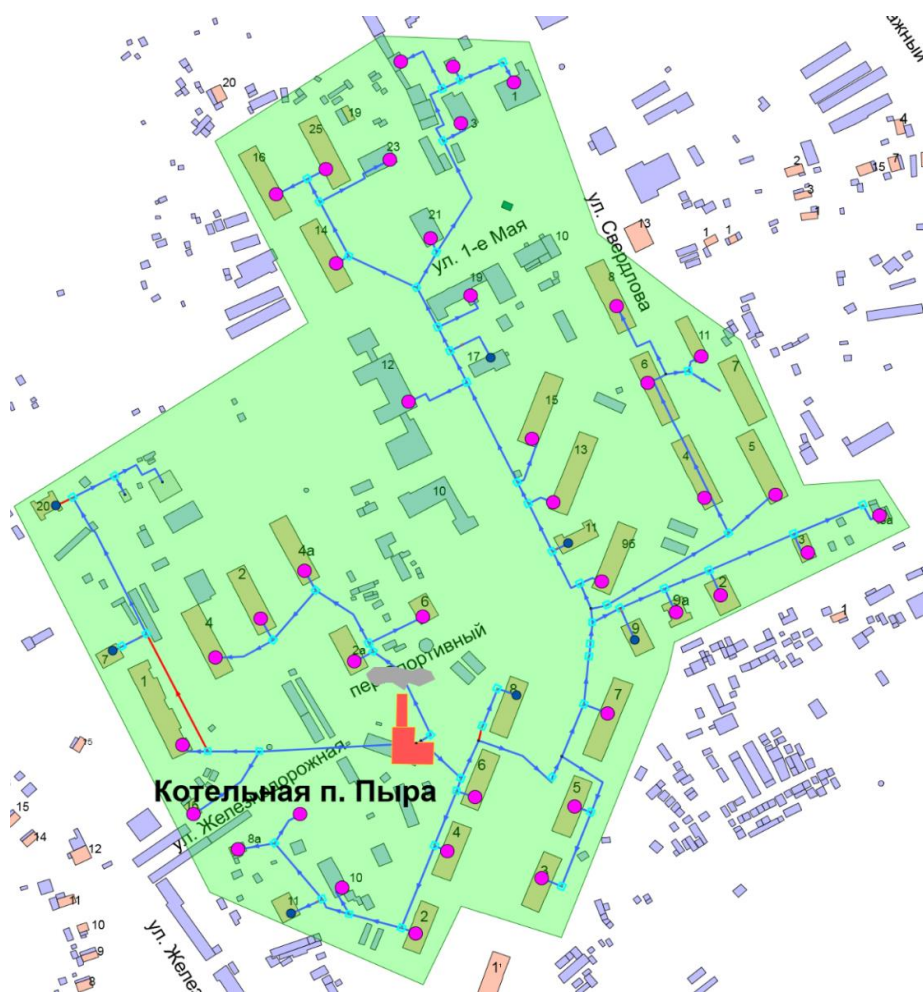


Рисунок 44. Зоны действия котельных МУП «ДзержинскЭнерго» в пос. Пыра на ул. Чакалова, 10

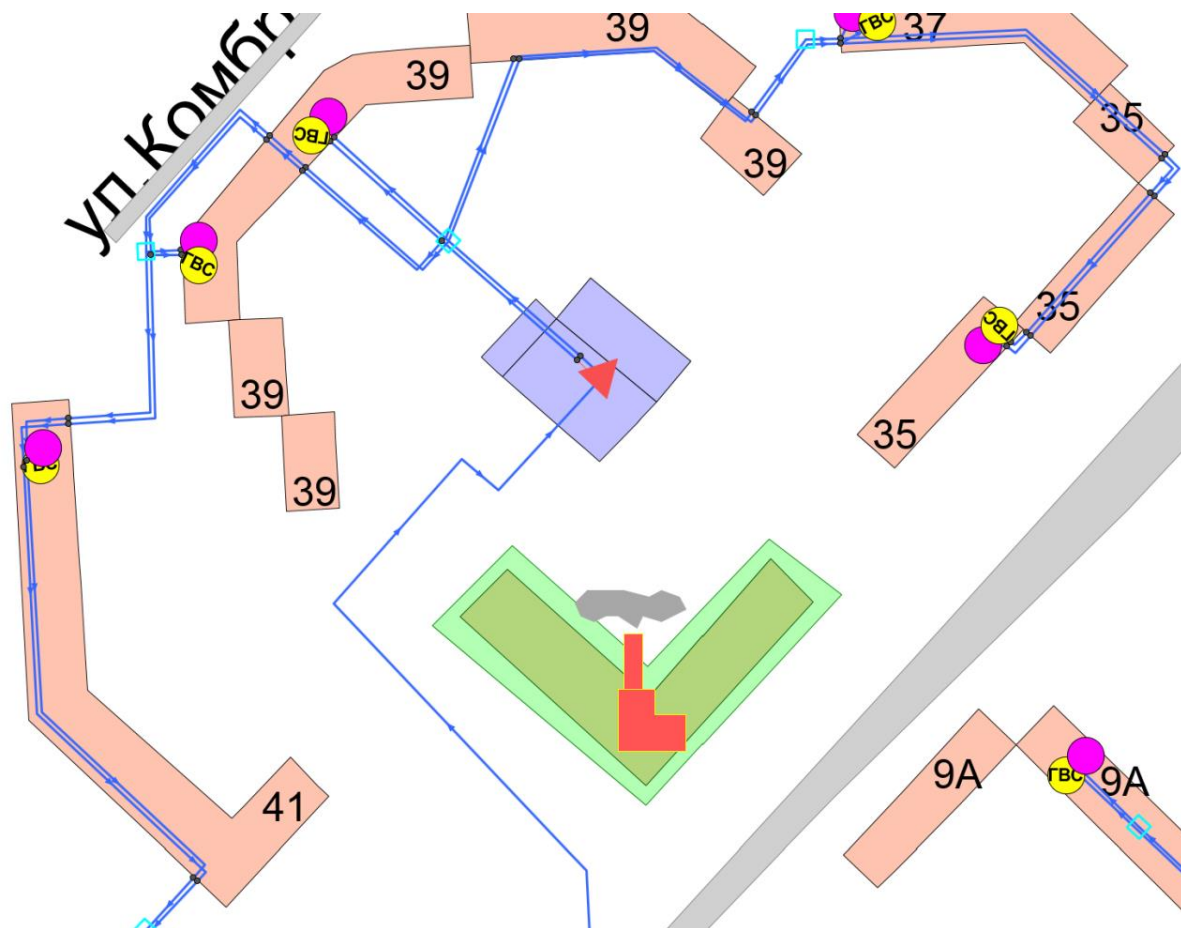


Рисунок 45. Зоны действия котельной ООО «Дзержинсктеплогаз»
ГО «Город Дзержинск», ул. К. Патоличева, 37а

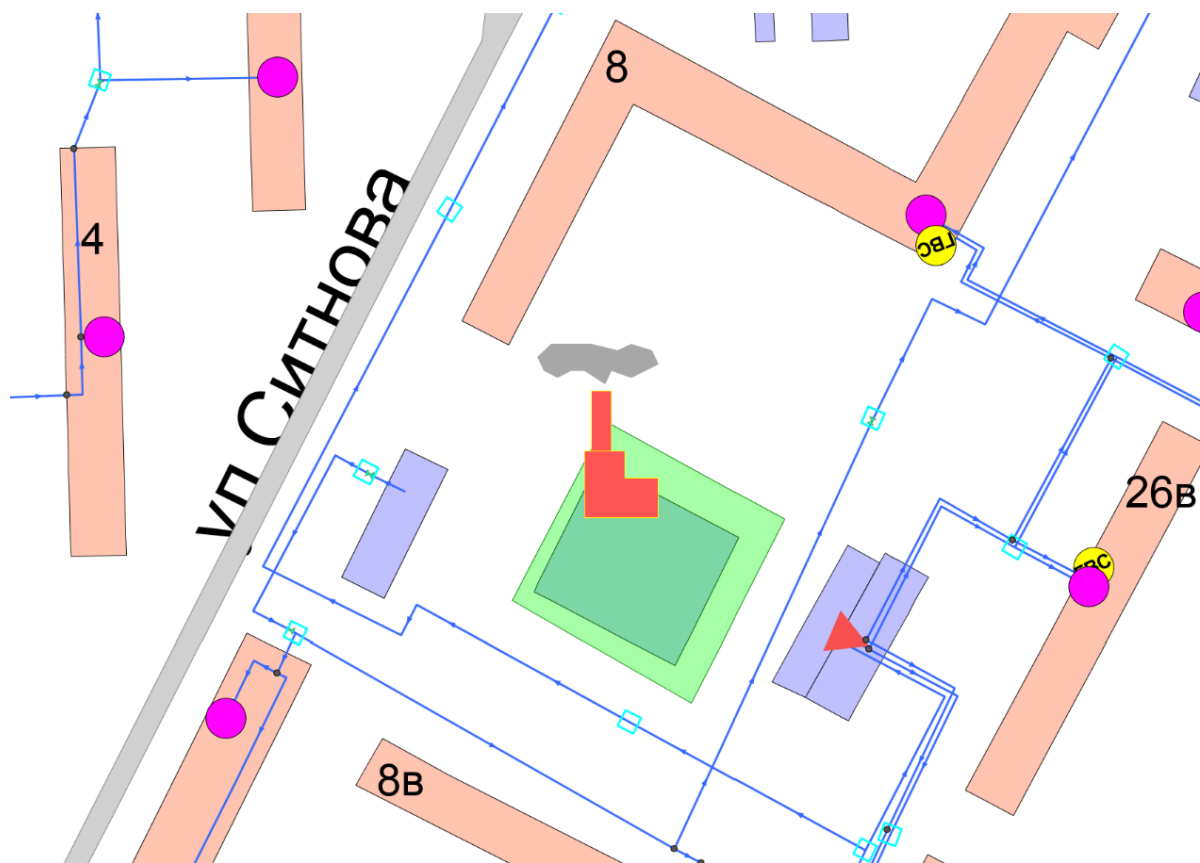


Рисунок 46. Зоны действия котельной ООО «Дзержинсктеплогаз»
ГО «Город Дзержинск», пр. Ленина, 8а

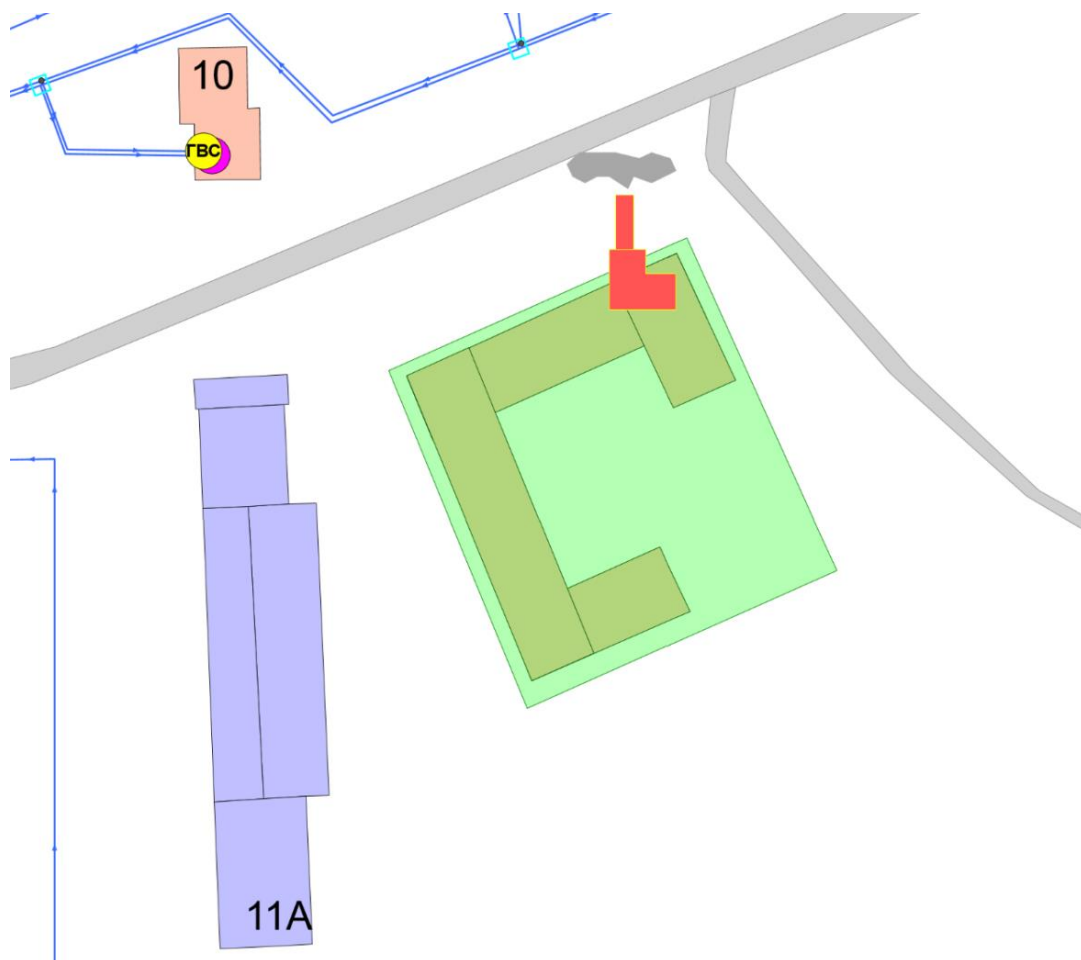


Рисунок 47. Зоны действия котельной ООО «Дзержинсктеплогаз»
ГО «Город Дзержинск», ул. Строителей, 9в

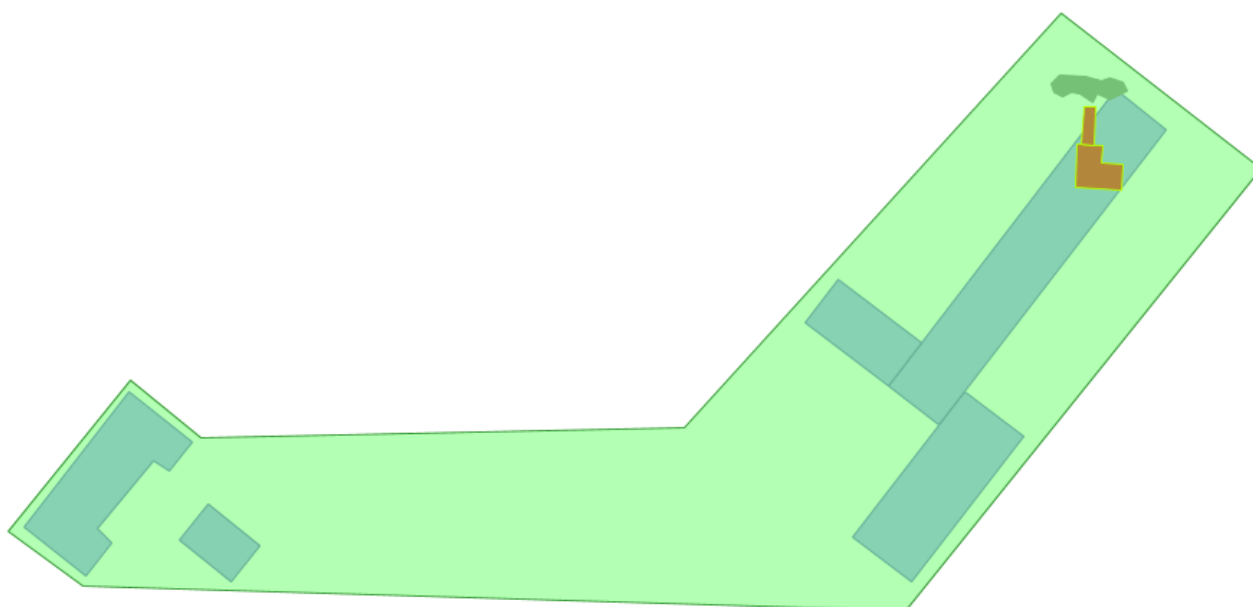


Рисунок 48. Зоны действия котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"
в пос. Желнино, Желнинское шоссе, д. 1а

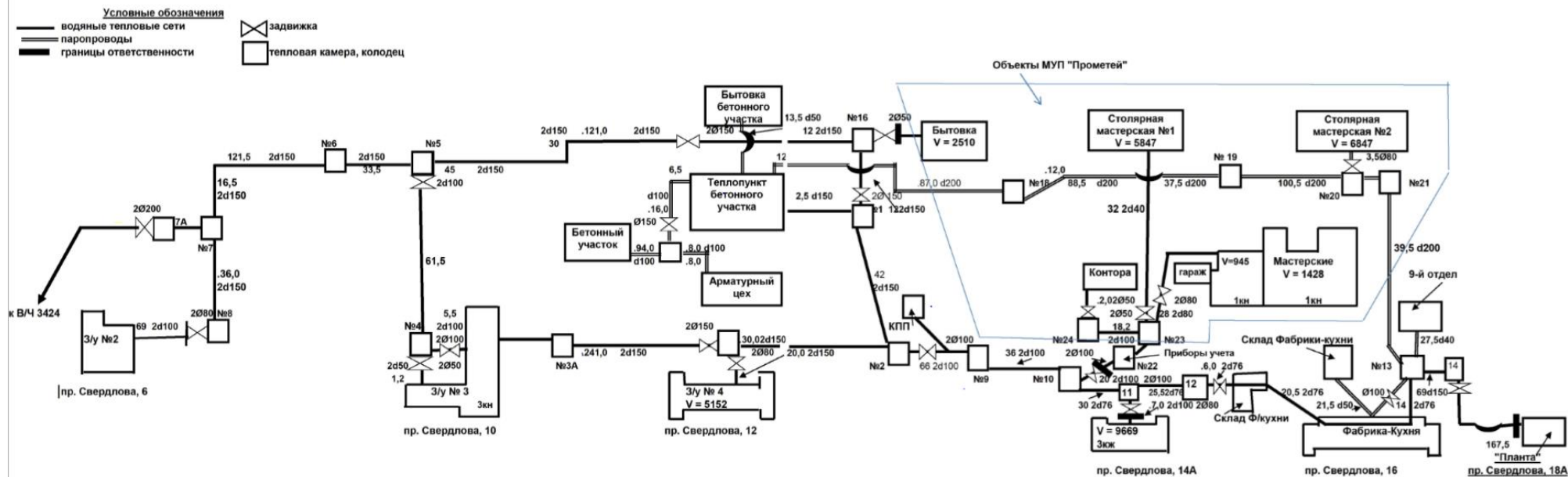


Рисунок 49. Модель схемы тепловой сети ФКП Завод имени Я.М.Свердлова 1 очередь

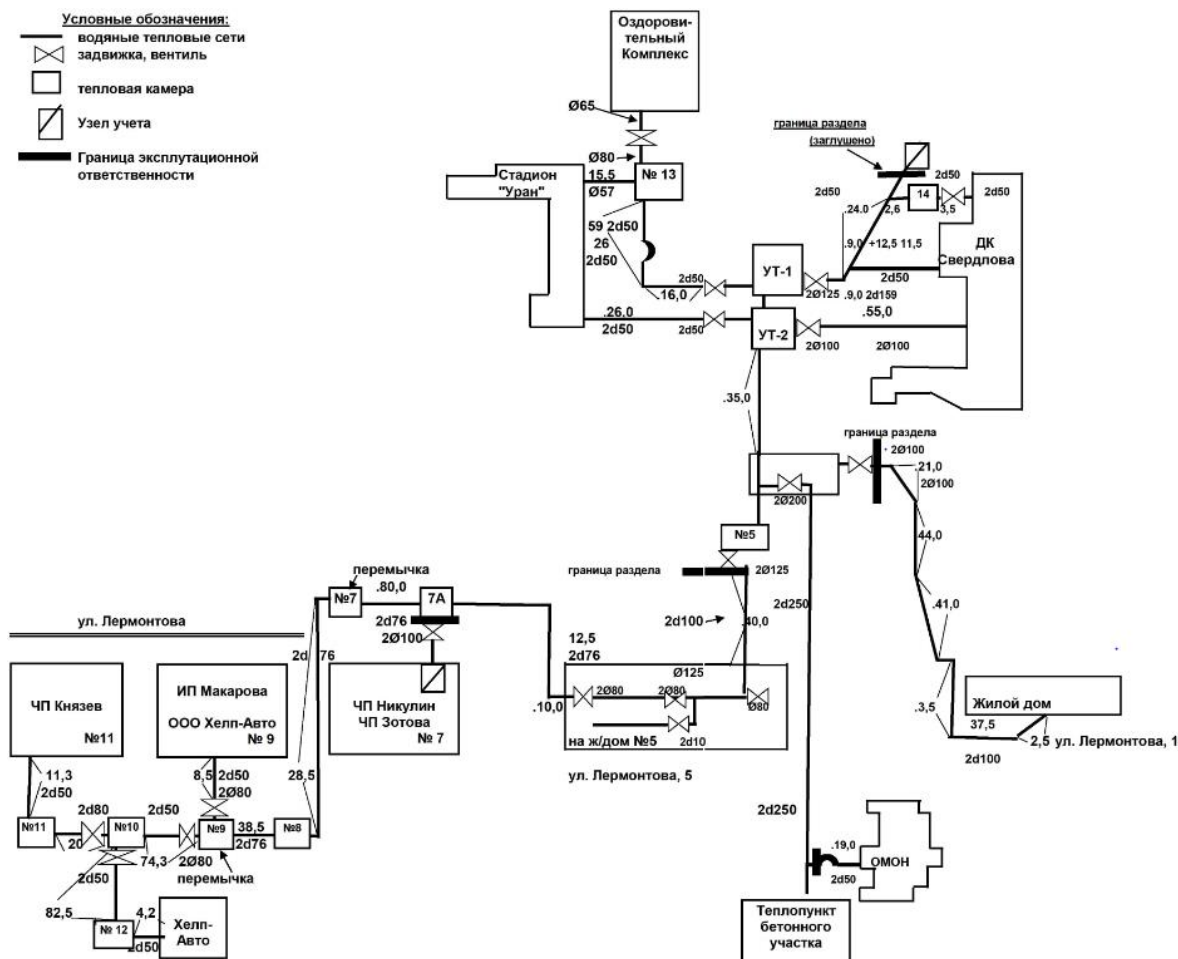


Рисунок 50. Модель схемы тепловой сети ФКП Завод имени Я.М.Свердлова 2 очередь

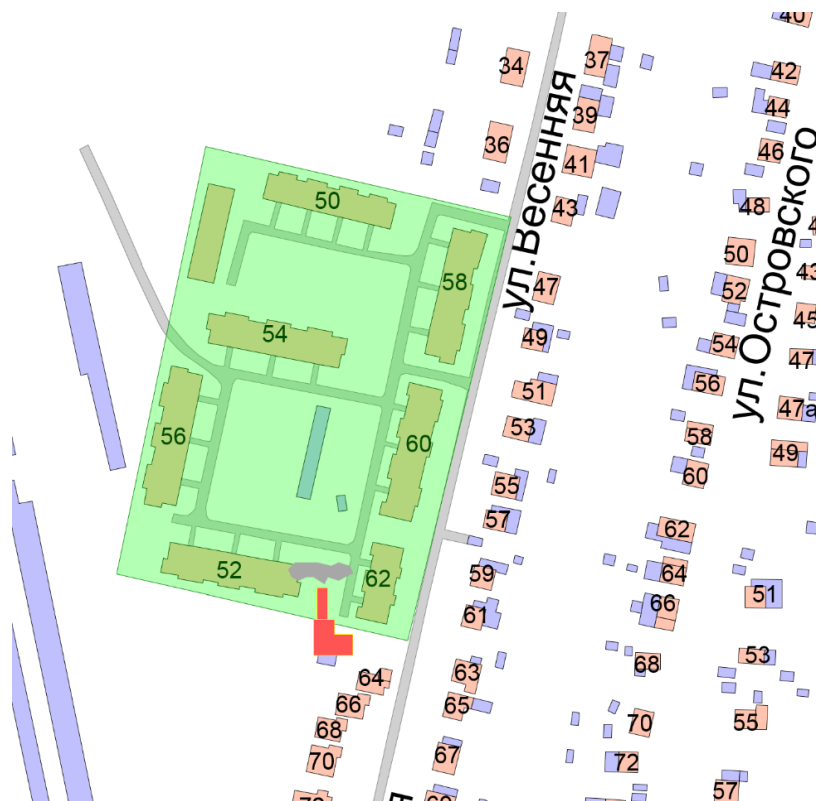


Рисунок 51. Зона действия котельной АО «НОКК» в пос. Горбатовка
К котельной АО «НОКК» в пос. Горбатовка подключены МКД по улице Весенняя: № 52, № 54, № 56, № 58, № 60, № 62.

Часть 4. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Тепловая нагрузка делится на сезонную и круглогодичную. К сезонной нагрузке относятся нагрузки отопления, вентиляции (зимние нагрузки), кондиционирования (летняя нагрузка). Сезонная нагрузка зависит от климатических условий – температуры наружного воздуха, его влажности, скорости ветра, солнечной радиации и т.п. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой.

Договорные тепловые нагрузки потребителей от Дзержинской ТЭЦ в МО ГО «Город Дзержинск» по состоянию на начало 2024 г. представлены в таблице 77.

Таблица 77. Договорные тепловые нагрузки потребителей от Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование источника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч					
		Отоп- ление	Вентиля- ция	ГВС (сред.)	Техноло- гия	Пар	Всего
Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"							
1	Дзержинская ТЭЦ	236,741	31,504	68,632	95,83	100,38	533,087
1	Дзержинская ТЭЦ без учета тепловой нагрузки в паре	236,741	31,504	68,632	95,83	-	432,707

Договорные тепловые нагрузки потребителей от котельных МО ГО «Город Дзержинск» в 2023 г. приведены в таблице 78.

Таблица 78. Договорные тепловые нагрузки потребителей от Дзержинской ТЭЦ и котельных МО ГО «Город Дзержинск» в 2023 г.

№ п/п	Наименование источника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
		Отопление	Вентиляция	ГВС (сред.)	Пар	Всего
1	Дзержинская ТЭЦ	236,741	31,504	68,632	100,38	437,26
2	Котельная № 1Н	8,244	0,753	0,038	0	9,034
3	Котельная № 15	3,493	0,727	0,251	0	4,472
4	Котельная № 20	5,131	3,397	0	0	8,528
5	Котельная № 23	4,915	0	0	0	4,915
6	Котельная № 26Н	4,53	1,422	0	0	5,952
7	Котельная № 28	3,852	0	0	0	3,852
8	Котельная № 29Н	5,753	0	0,018	0	5,772
9	Котельная № 35	4,526	0,337	0	0	4,864
10	Котельная № 38Н	5,832	0,478	0,007	0	6,317
11	Котельная № 40	5,148	1,582	0	0	6,73
12	Котельная № 42	6,461	0,142	0	0	6,603
13	Котельная № 43Н	5,386	0,195	0	0	5,581
14	Котельная № 44Н	5,083	0	0	0	5,083
15	Котельная № 47Н	5,01	0	0	0	5,01
16	Котельная № 48Н	7,337	2,693	1,233	0	11,262

17	Котельная № 60Н	1,425	0,209	0	0	1,635
18	Котельная № 61	6,957	0,377	0,226	0	7,559
19	Котельная № 62	6,969	1,129	0	0	8,098
20	Котельная № 64Н	8,397	0,076	0,219	0	8,692
21	Котельная № 8	4,582	0,057	0	0	4,639
22	Котельная № 13	7,157	0	0	0	7,157
23	Котельная № 22	3,708	0,371	0,332	0	4,411
24	Котельная № 25	5,577	0,91	0,067	0	6,554
25	Котельная № 27	2,552	0,185	0	0	2,737
26	Котельная № 31	4,005	0,193	0	0	4,198
27	Котельная № 32	5,32	1,239	0	0	6,559
28	Котельная № 33	7,237	0	0,095	0	7,332
29	Котельная № 34	6,655	0	0,17	0	6,825
30	Котельная № 36	5,211	0	0	0	5,211
31	Котельная № 37	6,428	1,688	0	0	8,116
32	Котельная № 45	6,411	0,094	0	0	6,505
33	Котельная № 46	1,853	0	0,197	0	2,049
34	Котельная № 49	2,225	0,271	0	0	2,495
35	Котельная № 50	5,624	0,609	0,019	0	6,252
36	Котельная № 51	1,952	0,878	0	0	2,83
37	Котельная № 52	3,708	0,327	0	0	4,035
38	Котельная № 53	4,297	0,386	0	0	4,683
39	Котельная № 54	3,675	0,277	0	0	3,952
40	Котельная № 55	4,189	0,026	0	0	4,215
41	Котельная № 56	2,742	0,05	0	0	2,792
42	Котельная № 57	5,16	0	0	0	5,16
43	Котельная № 58	4,873	0,555	0	0	5,428
44	Котельная № 59	4,848	0,037	0	0	4,885
45	Котельная №3	0,000	0,000	0,036	0,000	0,036
46	Котельная №7	0,000	0,000	0,321	0,000	0,321
47	Котельная №9	0,418	0,000	0,047	0,000	0,465
48	Котельная №11	0,000	0,000	0,032	0,000	0,032
49	Котельная №14	0,000	0,000	0,032	0,000	0,032
50	Котельная №21	0,000	0,000	0,036	0,000	0,036
51	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А	0,000	0,000	0,015	0,000	0,015
52	Котельная школы №25 пос. Бабино	0,166	0,000	0,000	0,000	0,166
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0,106	0,000	0,000	0,000	0,106
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0,020	0,000	0,000	0,000	0,020
55	Котельная пос. Петряевка	0,317	0,000	0,049	0,000	0,366
56	Котельная школы №16 пос. Горбатовка,	0,244	0,000	0,000	0,000	0,244
57	Котельная пос. Горбатовка, (Поссовет)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
58	Котельная пос. Горбатовка	0,181	0,000	0,000	0,000	0,181
59	Котельная пос. Гавриловка	0,028	0,000	0,000	0,000	0,028
60	Котельная д/с №35 пос. Желнино	0,041	0,000	0,000	0,000	0,041
61	Котельная пос. Желнино, (Почта)	0,015	0,000	0,000	0,000	0,015
62	Котельная бывшее трамвайное депо	0,190	0,000	0,000	0,000	0,190
63	Котельная пос. Горбатовка д/с № 147	0,125	0,000	0,000	0,000	0,125
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	4,154	0,000	0,469	0,000	4,623

65	ТЭЦ завода им. Свердлова	0	0	0	360	360
66	Теплопункт завода им. Свердлова	4,472	0	0,529	0	5,001
67	Котельная пос. Пыра	2,625	0,009	0	0	2,634
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	0	4,14	0	0	4,14
69	Котельная пр. Ленина, 8а	0	1,09	0	0	1,09
70	Котельная ул. Строителей, 9в	0	2,5	0	0	2,5
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	0	0,643	0	0	0,643
72	Котельная №42	2,342	0,155	0	0	2,497
Сумма по городу		466,665	61,711	73,176	460,38	1061,931

Обобщенные договорные тепловые нагрузки потребителей в МО ГО «Город Дзержинск» по состоянию на начало 2024 г. представлены в таблице 79.

Таблица 79. Обобщенные договорные тепловые нагрузки потребителей в МО ГО «Город Дзержинск» по состоянию на начало 2024 г.

№ п/п	Наименование источника	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч						Всего без учета тепловой нагрузки в паре
		Отопление	Вентиляция	ГВС (сред.)	Технология	Пар	Всего	
1	Дзержинская ТЭЦ	236,741	31,504	68,632	95,83	100,38	533,087	432,707
2	Итого по котельным ЕТО №1	227,582	30,052	4,544	199,158	0	461,336	461,336
3	Итого ЕТО № 2	2,342	0,155	0	0	0	2,497	2,497
4	Итого по всем котельным МО ГО «Город Дзержинск»	229,925	30,208	4,544	199,158	0	463,835	463,835
5	Всего по МО ГО «Город Дзержинск»	463,436	61,212	72,925	294,988	100,38	992,941	992,941
6	Доля тепловой нагрузки, %	46,67%	6,16%	7,34%	29,71%	10,11%	100,00%	

4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчетная тепловая нагрузка – тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения. Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах источников теплоснабжения определяется по данным посуточного учета отпускаемой тепловой энергии в сеть. В ГО «Город Дзержинск» необходимые данные учета были предоставлены только для источника ПАО «Т Плюс» – Дзержинской ТЭЦ.

По результатам анализа графиков отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за 2022 г. (рисунки 52 – 55) в таблице 80 приведены данные расчета фактических тепловых нагрузок **в горячей воде** ТЭЦ. В таблице сравниваются значения, полученные по линии тренда и путем пересчета максимального отпуска тепла за отопительный период. При построении линии тренда учитывается интервал температур наружного воздуха, в котором у температурного графика отсутствует спрямление на ГВС или срезка. После анализа данных таблицы 80 в качестве фактической принято значение тепловой нагрузки **310,41 Гкал/ч**, определенное по линии тренда за 2023 г.

Таблица 80. Данные расчета фактических тепловых нагрузок в горячей воде ТЭЦ

Коллектор	Год	Тепловая нагрузка, опред. по линии тренда при -27 °С, Гкал/ч	Максимальный отпуск тепла в сеть за год, Гкал/ч	Тем-ра наруж. воздуха, при которой был достигнут максимум отпуска ТЭ в сеть, °С
Город 1 оч. (ПАО Т Плюс)	2023	284,268	217,311	-14,79
Город 2 оч. (ПАО Т Плюс)	2023			
ОАО «Дзержинское»	2023	21,539	17,9	-10,1
ООО «Крона»	2023	0,21	0,253	-13,2
ООО «НПО Техноград»	2023	0,258	0,205	-8,71
Всего		306,28		

Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде с учетом потерь в тепловых сетях на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению город 1-я и 2-я очереди ПАО «Т Плюс» приведена на рисунке 52

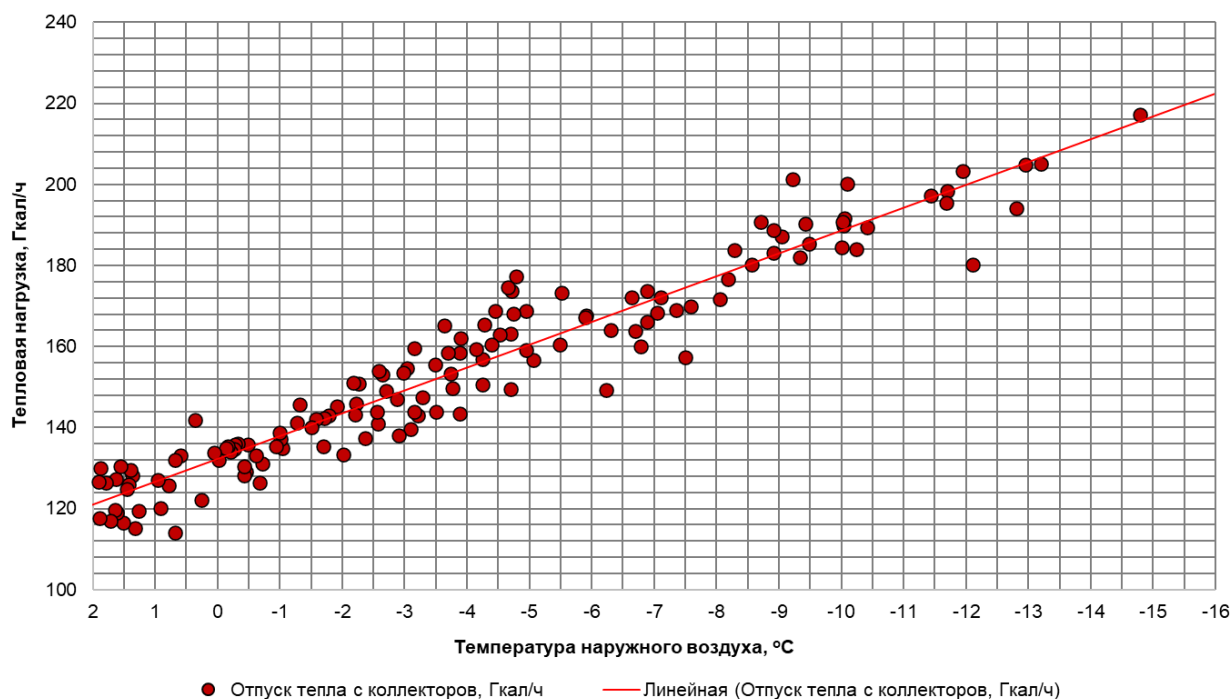


Рисунок 52. Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению город 1-я и 2-я очереди ПАО Т Плюс»

Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению ОАО «Дзержинское» показана на рисунке 53

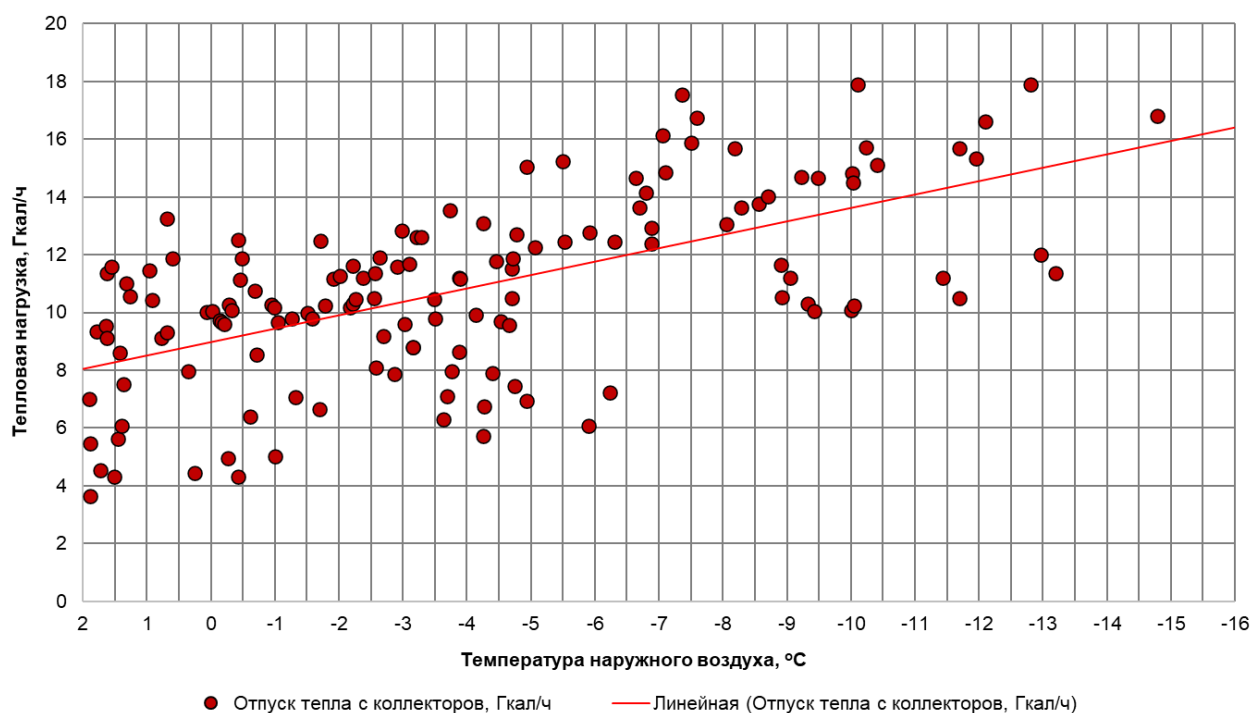


Рисунок 53. Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению ОАО «Дзержинское»

Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению ООО «Крона» приведена на рисунке 54

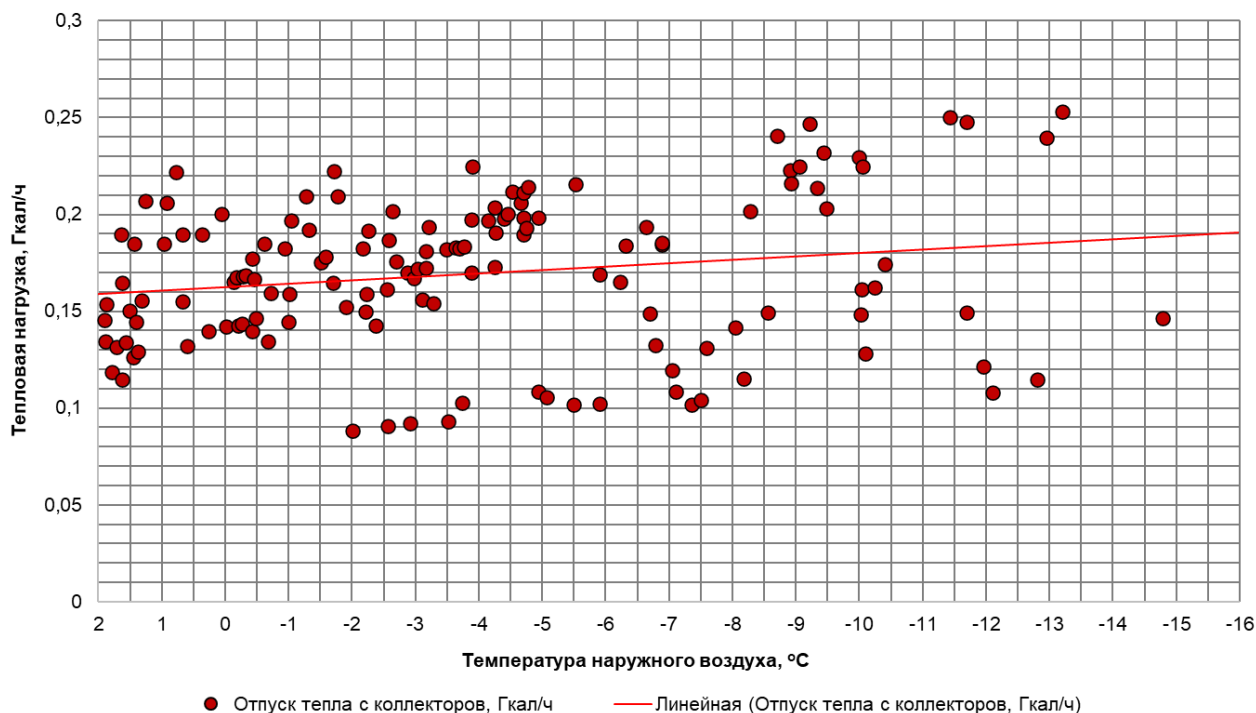


Рисунок 54. Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению ООО «Крона»

Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению «Танк-контейнер сервис» (ООО «НПО Техноград») показана на рисунке 55

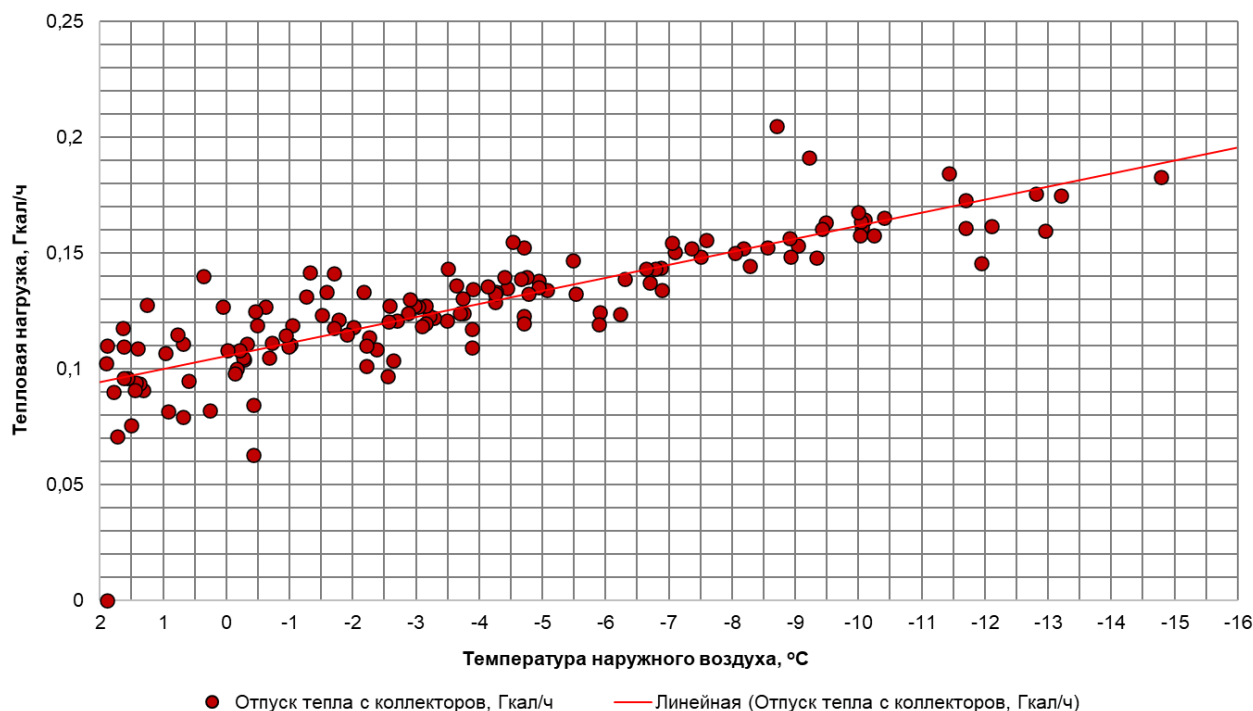


Рисунок 55. Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах Дзержинской ТЭЦ по направлению «Танк-контейнер сервис» (ООО «НПО Техноград»)

4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В ГО «Город Дзержинск» имеют место случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных источников тепловой энергии.

По сведениям, представленным Администрацией города, применение индивидуальных источников тепловой энергии в ГО «Город Дзержинск» производится в жилом пятиэтажном доме по адресу ул. Ленина, д. 2, пр. Чкалова, 50а, Красноармейская, 26. Теплоснабжение осуществляется от индивидуальных газовых котлов. Сведения о типах газовых котлов не представлено.

В схеме теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» расширение текущих зон действия индивидуального теплоснабжения не предусматривается.

4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха определено для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения расчетным способом с учетом следующих параметров:

- продолжительность отопительного периода 209 дней;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет -27 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – «минус» 3,6 °С.
- температура воздуха в помещении принята дифференцировано в зависимости от назначения помещения, а в промышленных зданиях от характера выполняемых работ:
 - для жилых зданий – 20 °С; для промышленных зданий – от 16 до 20 °С;
 - для общественных зданий – от 14 до 25 °С;
- продолжительность работы системы ГВС – 350 сут.;
- температура потребляемой воды холодной воды в водопроводной сети в отопительный период составляет 5 °С;
- температура холодной воды в водопроводной сети в неоперительный период составляет 15 °С.

Потребление тепловой энергии с коллекторов источников с учетом потерь в тепловых сетях в 2023 г. приведены в таблице 81.

Таблица 81. Договорная тепловая нагрузка потребителей в горячей воде и потребление тепловой энергии с коллекторов источников с учетом потерь в тепловых сетях

№ п/п	Наименование источника	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал				
		Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год
		Отопление и вентиляция	ГВС	Всего		
1	Дзержинская ТЭЦ	645,67	166,92	812,59	113,41	926
2	Котельная № 1Н	17,88	0,08	17,96	0,05	18,01
3	Котельная № 15	9,14	0,54	9,69	0,37	10,06
4	Котельная № 20	17,48	0	17,48	0	17,48

5	Котельная № 23	9,01	0	9,01	0	9,01
6	Котельная № 26Н	12,3	0	12,3	0	12,3
7	Котельная № 28	7,82	0	7,82	0	7,82
8	Котельная № 29Н	11,66	0,04	11,7	0,03	11,72
9	Котельная № 35	10,29	0	10,29	0	10,29
10	Котельная № 38Н	13,42	0,01	13,43	0,01	13,44
11	Котельная № 40	0	0	0	0	0
12	Котельная № 42	13,35	0	13,35	0	13,35
13	Котельная № 43Н	11,61	0	11,61	0	11,61
14	Котельная № 44Н	7,32	0	7,32	0	7,32
15	Котельная № 47Н	10,36	0	10,36	0	10,36
16	Котельная № 48Н	22,16	2,72	24,88	1,85	26,73
17	Котельная № 60Н	3,34	0	3,34	0	3,34
18	Котельная № 61	14,09	0,43	14,53	0,29	14,82
19	Котельная № 62	16,52	0	16,52	0	16,52
20	Котельная № 64Н	17,33	0,45	17,78	0,3	18,08
21	Котельная № 8	6,02	0	6,02	0	6,02
22	Котельная № 13	13,91	0	13,91	0	13,91
23	Котельная № 22	8,14	0,66	8,8	0,45	9,25
24	Котельная № 25	11,98	0,12	12,11	0,08	12,19
25	Котельная № 27	5,75	0	5,75	0	5,75
26	Котельная № 31	0	0	0	0	0
27	Котельная № 32	13,47	0	13,47	0	13,47
28	Котельная № 33	0	0	0	0	0
29	Котельная № 34	12,87	0,33	13,2	0,22	13,42
30	Котельная № 36	9,75	0	9,75	0	9,75
31	Котельная № 37	17,36	0	17,36	0	17,36
32	Котельная № 45	13,59	0	13,59	0	13,59
33	Котельная № 46	3,57	0,38	3,95	0,26	4,21
34	Котельная № 49	5,23	0	5,23	0	5,23
35	Котельная № 50	12,54	0,04	12,58	0,03	12,6
36	Котельная № 51	5,91	0	5,91	0	5,91
37	Котельная № 52	8,33	0	8,33	0	8,33
38	Котельная № 53	9,83	0	9,83	0	9,83
39	Котельная № 54	8,23	0	8,23	0	8,23
40	Котельная № 55	8,55	0	8,55	0	8,55
41	Котельная № 56	6,03	0	6,03	0	6,03
42	Котельная № 57	10,26	0	10,26	0	10,26
43	Котельная № 58	11,23	0	11,23	0	11,23
44	Котельная № 59	11,59	0	11,59	0	11,59
45	Котельная № 3	0	0,06	0,06	0,04	0,11
46	Котельная № 7	0	0,44	0,44	0,3	0,75
47	Котельная № 9	0,87	0,1	0,97	0,07	1,04
48	Котельная № 11	0	0,12	0,12	0,08	0,2
49	Котельная № 14	0	0,17	0,17	0,11	0,28
50	Котельная № 21	0	0,19	0,19	0,13	0,32
51	Котельная общежития по ул. Га- стелло, 4 А	0	0,22	0,22	0,15	0,37
52	Котельная школы № 25 пос. Бабино	0,32	0	0,32	0	0,32
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)	0,2	0	0,2	0	0,2

54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	0,04	0	0,04	0	0,04
55	Котельная пос. Петряевка	0,65	0,1	0,75	0,07	0,81
56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка	0,48	0	0,48	0	0,48
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)	0,09	0	0,09	0	0,09
58	Котельная пос. Горбатовка	0,37	0	0,37	0	0,37
59	Котельная пос. Гавриловка	0,06	0	0,06	0	0,06
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино	0,09	0	0,09	0	0,09
61	Котельная пос. Желнино (Почта)	0,03	0	0,03	0	0,03
62	Котельная бывшее трамвайное депо	0,33	0	0,33	0	0,33
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	0,28	0	0,28	0	0,28
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	10,79	1,49	12,28	1,01	13,29
65	ТЭЦ завода им. Свердлова	0	0	0	0	0
66	Теплопункт завода им. Свердлова	6,94	0,82	7,76	0,56	8,31
67	Котельная пос. Пыра	7,48	0	7,48	0	7,48
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	2,18	0	2,18	0	2,18
69	Котельная пр. Ленина, 8а	0,78	0	0,78	0	0,78
70	Котельная ул. Строителей, 9в	6,02	0	6,02	0	6,02
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"	1,17	0	1,17	0	1,17
72	Котельная №42	4,57	0	4,57	0	4,57

4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории городского округа город Дзержинск Нижегородской области установлены Постановлением Правительства Нижегородской области от 19.12.2017 N 908 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Нижегородской области».

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории городского округа город Дзержинск Нижегородской области (Приложение 6 к постановлению Правительства Нижегородской области от 19 декабря 2017 г. N 908) приведены в таблице 82.

Таблица 82. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории городского округа город Дзержинск Нижегородской области

Количество этажей в многоквартирном доме или жилом доме	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению, Гкал на 1 кв. м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома в месяц отопительного периода (8 месяцев)	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению, Гкал на 1 кв. м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома в месяц календарного года (12 месяцев)
Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1 - 4	0,02685	0,01790
5 и выше	0,02670	0,01780

Большинство потребителей, подключенных к системе горячего водоснабжения, оборудованы приборами учета. Оплата за потребленные ресурсы производится, в основном, по фактическим показаниям приборов, а в ряде случаев – расчетным методом.

4.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия

каждого источника тепловой энергии

Сравнение величины договорной и расчетной тепловых нагрузок по зоне действия Дзержинской ТЭЦ приведено в таблице 83.

По другим источникам теплоснабжения отсутствуют данные посуточного учета, поэтому расчетные тепловые нагрузки не определялись.

Фактические тепловые **нагрузки потребителей** в таблице 83 определены по фактическим нагрузкам **на коллекторах источников** теплоснабжения (см. п. 5.2) **с вычетом потерь тепловой энергии в сетях** при температуре наружного воздуха -27 °С.

Таблица 83. Фактическая и договорная тепловые нагрузки потребителей Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование организации	Фактическая тепловая нагрузка потребителей в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч
1	Дзержинская ТЭЦ	353,60	397,14

Часть 5. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

5.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии за 2019-2023 гг. представлены в табл. 6.2.1.

При определении расхода тепла на собственные нужды рассматривается режим работы с максимальной нагрузкой теплофикационного оборудования.

5.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику централизованного теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» производилось на основе баланса тепловой мощности за период 2019 – 2023 гг. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» приведен в таблице 84. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ТЭЦ завода им. Свердлова ФКП "Завод им. Я.М. Свердлова" приведен в таблице 85.

Таблица 84. Баланс тепловой мощности Дзержинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч				
		2019	2020	2021	2022	2023
Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"						
Дзержинская ТЭЦ						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1334	1384	1384	1418,4	1138,4
1.1	Мощность отборов паровых турбин, в том числе:	929	929	929	929	929
1.1.1	производственных отборов (с учетом противодавления)	396	396	396	396	396
1.1.2	теплофикационных отборов	533	533	533	533	533
1.2	РОУ	125	125	125	125	125
1.3	ПВК	280	280	280	314,4	34,4
1.4	Паровой котел Е-75	-	50	50	50	50
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1157	1207	1207	1241,4	1241,4
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	9	9	9	9	9
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	5	5	5	5	5
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде	76	76	76	79,11	79,11
6	Потери в паропроводах	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	377,67	377,67	377,67	428,73	432,71
8.1	отопление и вентиляция	284,88	284,88	284,876	264,515	268,245
8.2	горячее водоснабжение	68,38	68,38	68,382	68,382	68,632
8.3	технология	24,409	24,409	24,409	95,8295	95,83
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции),	377,955	337,596	357,183	413,494	397,14
9.1	отопление и вентиляция	285,109	252,562	266,866	246,346	229,993
9.2	горячее водоснабжение	68,437	60,625	64,058	64,058	64,058
9.3	технология	24,409	24,409	26,258	103,089	103,089
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	100,38	100,38	100,38	100,38	100,38
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	23,7	64,67	64,67	64,67	64,67
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	657,351	707,351	707,353	691,194	687,214
13	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	733,745	783,132	763,545	742,134	758,488
14	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	982	1032	1032	1066	1066
15	Максимально допустимое значение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла	374,855	378,527	396,77	455,01	455,01
16	Зона действия источника тепловой мощности, га	1363,75	1363,75	1363,75	1363,75	1363,75
17	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	3,3953	3,3902	3,2327	2,852	2,852

Таблица 85. Баланс тепловой мощности ТЭЦ завода им. Свердлова

Таблица 66. Баланс тепловой мощности ТЭЦ завода им. Свердлова						
№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч				
		2019	2020	2021	2022	2023
ТЭЦ завода им. Свердлова						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	474,500	474,500	474,500	474,500	474,500
1.1	Мощность отборов паровых турбин, в том числе:	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000
1.1.1	производственных отборов (с учетом противодействия)	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000
1.1.2	теплофикационных отборов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.2	РОУ	201,500	201,500	201,500	201,500	201,500
1.3	ПВК	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Располагаемая тепловая мощность станции	415,000	415,000	415,000	415,000	415,000
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
5	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Потери в паропроводах	18,980	18,980	18,980	18,980	18,980
7	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.1	отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.2	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8.3	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя, Гкал/ч				
		2019	2020	2021	2022	2023
9	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции),	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9.1	отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9.2	горячее водоснабжение	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9.3	технология	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	360,000	360,000	360,000	360,000	360,000
11	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	290,000	290,000	290,000	290,000	290,000
12	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	27,020	27,020	27,020	27,020	27,020
13	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	97,020	97,020	97,020	97,020	97,020
14	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	248,00	248,00	248,00	248,00	248,00
15	Максимально допустимое значение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла	290,000	290,000	290,000	290,000	290,000
16	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
17	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных ГО «Город Дзержинск» за период 2019 – 2023 гг. приведен в таблице 86.

Таблица 86. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных ГО «Город Дзержинск»

Таблица 30. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных ГС «Городской котельной»						
№ п/п	Показатель	Значение показателя, Гкал/ч				
		2019	2020	2021	2022	2023
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"						
ООО "Нижегородтеплогаз"						
Котельная № 1Н						
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,32	10,32	10,32	10,32	10,32
	Располагаемая тепловая мощность станции	10,32	10,32	10,32	10,759	10,759
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	10,25	10,25	10,25	10,689	10,689
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,18	0,18	0,18	0,351	0,351
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	9,025	9,009	9,009	9,034	9,034
	Отопление и вентиляция	8,994	8,997	8,997	8,997	8,997
	ГВС	0,031	0,013	0,013	0,038	0,038
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,574	8,559	8,559	8,583	8,583
	Отопление и вентиляция	8,545	8,547	8,547	8,547	8,547
	ГВС	0,029	0,012	0,012	0,036	0,036
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,045	1,061	1,061	1,303	1,303
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,496	1,511	1,511	1,755	1,755
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,61	6,61	6,61	7,05	7,05

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
	Зона действия источника тепловой мощности, га	1363,75	1363,75	1363,75	1363,75	1363,75
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0063	0,0063	0,0063	0,0063	0,0063
Котельная № 15						
2	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	6,381	6,381
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,81	6,81	6,81	6,311	6,311
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,228	0,228
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,866	4,46	4,459	4,472	4,472
	Отопление и вентиляция	4,606	4,221	4,22	4,22	4,22
	ГВС	0,26	0,239	0,239	0,251	0,251
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,623	4,237	4,236	4,248	4,248
	Отопление и вентиляция	4,376	4,011	4,01	4,01	4,01
	ГВС	0,247	0,227	0,227	0,239	0,239
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,854	2,26	2,261	1,612	1,612
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,097	2,483	2,484	1,835	1,835
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,2	5,2	5,2	4,7	4,7
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,96	3,63	3,63	3,63	3,63
	Зона действия источника тепловой мощности, га	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2053	0,1882	0,1882	0,1887	0,1887
Котельная № 20						
3	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,069	7,069
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	7,039	7,039
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,13	0,13	0,13	0,26	0,26
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,527	8,527	8,528	8,528	8,528
	Отопление и вентиляция	8,527	8,527	8,528	8,528	8,528
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,652	6,652	6,652	6,652	6,652
	Отопление и вентиляция	6,652	6,652	6,652	6,652	6,652

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-1,807	-1,807	-1,808	-1,749	-1,749
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,068	0,068	0,068	0,127	0,127
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,3	3,3	3,3	3,49	3,49
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03
	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4122	0,4123	0,4123	0,4123	0,4123
Котельная № 23						
4	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
	Располагаемая тепловая мощность станции	5,16	5,16	5,16	5,014	5,014
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	5,13	5,13	5,13	4,984	4,984
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,242	0,242
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,309	4,41	4,407	4,915	4,915
	Отопление и вентиляция	4,305	4,405	4,402	4,915	4,915
	ГВС	0,004	0,005	0,005	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,094	4,19	4,187	4,67	4,67
	Отопление и вентиляция	4,09	4,185	4,182	4,67	4,67
	ГВС	0,004	0,005	0,005	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,731	0,63	0,633	-0,173	-0,173
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,946	0,85	0,853	0,072	0,072
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,42	3,42	3,42	3,27	3,27
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,71	3,79	3,79	4,23	4,23
	Зона действия источника тепловой мощности, га	19,58	19,58	19,58	19,58	19,58
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2091	0,214	0,2138	0,2385	0,2385
Котельная № 26Н						
5	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	6,588	6,588
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	6,558	6,558
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,211	0,211
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952
	Отопление и вентиляция	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,654	5,654	5,654	5,654	5,654
	Отопление и вентиляция	5,654	5,654	5,654	5,654	5,654
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,818	0,818	0,818	0,395	0,395
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,116	1,116	1,116	0,693	0,693
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,16	5,16	5,16	4,87	4,87
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,78	16,78	16,78	16,78	16,78
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337
	Котельная № 28					
	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
6	Располагаемая тепловая мощность станции	4,3	4,3	4,3	4,515	4,515
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	4,28	4,28	4,28	4,495	4,495
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,719	3,719	3,719	3,852	3,852
	Отопление и вентиляция	3,719	3,719	3,719	3,852	3,852
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,533	3,533	3,533	3,659	3,659
	Отопление и вентиляция	3,533	3,533	3,533	3,659	3,659
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,511	0,511	0,511	0,593	0,593
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,697	0,697	0,697	0,786	0,786
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,14	3,14	3,14	3,35	3,35
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,2	3,2	3,2	3,32	3,32
	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2747	0,2747	0,2747	0,2846	0,2846
	Котельная № 29Н					
7	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88

	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	6,854	6,854
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,83	6,83	6,83	6,804	6,804
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,32	0,32
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,528	5,528	5,528	5,772	5,772
	Отопление и вентиляция	5,517	5,517	5,517	5,753	5,753
	ГВС	0,011	0,01	0,01	0,018	0,018
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,252	5,252	5,252	5,483	5,483
	Отопление и вентиляция	5,242	5,242	5,242	5,466	5,466
	ГВС	0,01	0,01	0,01	0,017	0,017
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,182	1,182	1,182	0,713	0,713
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,458	1,458	1,458	1,001	1,001
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,4	3,4	3,4	3,37	3,37
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,75	4,75	4,75	4,95	4,95
	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,7843	0,7843	0,7843	0,8189	0,8189
Котельная № 35						
8	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,043	7,043
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	7,013	7,013
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,229	0,229
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
	Отопление и вентиляция	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621
	Отопление и вентиляция	4,621	4,621	4,621	4,621	4,621
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,886	1,886	1,886	1,921	1,921
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,129	2,129	2,129	2,164	2,164
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,32	3,32	3,32	3,49	3,49

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,26	16,26	16,26	16,26	16,26
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2842	0,2841	0,2841	0,2841	0,2841
Котельная № 38Н						
9	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	6,923	6,923
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	6,893	6,893
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,23	0,23	0,23	0,572	0,572
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,319	6,322	6,323	6,317	6,317
	Отопление и вентиляция	6,309	6,309	6,31	6,31	6,31
	ГВС	0,01	0,013	0,013	0,007	0,007
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6	6,003	6,004	5,998	5,998
	Отопление и вентиляция	5,991	5,991	5,992	5,992	5,992
	ГВС	0,009	0,012	0,012	0,007	0,007
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,301	0,298	0,297	0,004	0,004
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,62	0,617	0,616	0,322	0,322
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,07	5,07	5,07	5,11	5,11
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43
	Зона действия источника тепловой мощности, га	13,09	13,09	13,09	13,09	13,09
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4585	0,4588	0,4588	0,4584	0,4584
Котельная № 40						
10	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,25	7,25
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	7,22	7,22
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,259	0,259
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,801	6,73	6,73	6,73	6,73
	Отопление и вентиляция	6,801	6,73	6,73	6,73	6,73
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,121	6,057	6,057	6,057	6,057
	Отопление и вентиляция	6,121	6,057	6,057	6,057	6,057

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,041	0,03	0,03	0,231	0,231
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,639	0,703	0,703	0,904	0,904
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,22	3,22	3,22	3,59	3,59
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,55	5,49	5,49	5,49	5,49
	Зона действия источника тепловой мощности, га	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2347	0,2322	0,2322	0,2322	0,2322
Котельная № 42						
11	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,198	7,198
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,85	6,85	6,85	7,168	7,168
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,279	0,279
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,603	6,603	6,603	6,603	6,603
	Отопление и вентиляция	6,603	6,603	6,603	6,603	6,603
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,273	6,273	6,273	6,273	6,273
	Отопление и вентиляция	6,273	6,273	6,273	6,273	6,273
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,147	0,147	0,147	0,287	0,287
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,477	0,477	0,477	0,617	0,617
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,23	3,23	3,23	3,55	3,55
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,55	11,55	11,55	11,55	11,55
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5432	0,5432	0,5432	0,5432	0,5432
Котельная № 43Н						
12	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,284	7,284
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,84	6,84	6,84	7,244	7,244
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,227	0,227
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,581	5,581	5,581	5,581	5,581
	Отопление и вентиляция	5,581	5,581	5,581	5,581	5,581
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,302	5,302	5,302	5,302	5,302
	Отопление и вентиляция	5,302	5,302	5,302	5,302	5,302
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,179	1,179	1,179	1,437	1,437
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,458	1,458	1,458	1,716	1,716
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,19	3,19	3,19	3,6	3,6
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
	Зона действия источника тепловой мощности, га	18,07	18,07	18,07	18,07	18,07
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2934	0,2934	0,2934	0,2934	0,2934
Котельная № 44Н						
13	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
	Располагаемая тепловая мощность станции	4,3	4,3	4,3	4,283	4,283
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	4,29	4,29	4,29	4,273	4,273
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,123	0,123
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,281	4,26	4,26	5,083	5,083
	Отопление и вентиляция	4,281	4,26	4,26	5,083	5,083
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,067	4,047	4,047	4,829	4,829
	Отопление и вентиляция	4,067	4,047	4,047	4,829	4,829
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,031	-0,01	-0,01	-0,934	-0,934
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,183	0,203	0,203	-0,68	-0,68
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,2	3,2	3,2	3,18	3,18
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,68	3,67	3,67	4,38	4,38
	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3399	0,3382	0,3382	0,4036	0,4036
Котельная № 47Н						
14	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16

	Располагаемая тепловая мощность станции	5,16	5,16	5,16	5,117	5,117
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	5,14	5,14	5,14	5,097	5,097
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,243	0,243
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,88	4,88	4,88	5,01	5,01
	Отопление и вентиляция	4,88	4,88	4,88	5,01	5,01
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,636	4,636	4,636	4,759	4,759
	Отопление и вентиляция	4,636	4,636	4,636	4,759	4,759
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,18	0,18	0,18	-0,156	-0,156
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,424	0,424	0,424	0,094	0,094
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,41	3,41	3,41	3,37	3,37
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,2	4,2	4,2	4,31	4,31
	Зона действия источника тепловой мощности, га	8,78	8,78	8,78	8,78	8,78
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5279	0,5279	0,5279	0,5419	0,5419
Котельная № 48Н						
15	Установленная тепловая мощность, в том числе:	13,76	13,76	13,76	13,76	13,76
	Располагаемая тепловая мощность станции	13,76	13,76	13,76	14,396	14,396
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	13,67	13,67	13,67	14,306	14,306
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,26	0,26	0,26	0,465	0,465
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	11,256	11,262	11,262	11,262	11,262
	Отопление и вентиляция	10,023	10,03	10,03	10,03	10,03
	ГВС	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	10,692	10,698	10,698	10,698	10,698
	Отопление и вентиляция	9,521	9,527	9,527	9,527	9,527
	ГВС	1,171	1,171	1,171	1,171	1,171
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,154	2,148	2,148	2,579	2,579
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,718	2,712	2,712	3,143	3,143
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	10,06	10,06	10,06	10,69	10,69

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	8,63	8,63	8,63	8,63	8,63
	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,8275	0,828	0,828	0,828	0,828
Котельная № 60Н						
16	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
	Располагаемая тепловая мощность станции	1,72	1,72	1,72	1,643	1,643
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	1,71	1,71	1,71	1,633	1,633
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,047	0,047
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,635	1,635	1,635	1,635	1,635
	Отопление и вентиляция	1,635	1,635	1,635	1,635	1,635
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,553	1,553	1,553	1,553	1,553
	Отопление и вентиляция	1,553	1,553	1,553	1,553	1,553
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,055	0,055	0,055	-0,049	-0,049
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,137	0,137	0,137	0,033	0,033
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,88	0,88	0,88	0,81	0,81
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
	Зона действия источника тепловой мощности, га	29,91	29,91	29,91	29,91	29,91
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519
Котельная № 61						
17	Установленная тепловая мощность, в том числе:	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
	Располагаемая тепловая мощность станции	9,03	9,03	9,03	9,073	9,073
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	8,93	8,93	8,93	8,973	8,973
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,2	0,2	0,2	0,395	0,395
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	7,597	7,56	7,558	7,559	7,559
	Отопление и вентиляция	7,371	7,335	7,333	7,333	7,333
	ГВС	0,226	0,225	0,224	0,226	0,226
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	7,217	7,182	7,18	7,181	7,181
	Отопление и вентиляция	7,002	6,969	6,967	6,967	6,967

	ГВС	0,215	0,213	0,213	0,214	0,214
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,133	1,17	1,172	1,019	1,019
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,513	1,548	1,55	1,397	1,397
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,89	5,89	5,89	5,94	5,94
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	6,34	6,31	6,31	6,31	6,31
	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	2,4191	2,4073	2,4066	2,407	2,407
Котельная № 62						
18	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,3	10,3	10,3	10,32	10,32
	Располагаемая тепловая мощность станции	10,3	10,3	10,3	10,81	10,81
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	10,26	10,26	10,26	10,77	10,77
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,342	0,342
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,098	8,098	8,098	8,098	8,098
	Отопление и вентиляция	8,098	8,098	8,098	8,098	8,098
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	7,693	7,693	7,693	7,693	7,693
	Отопление и вентиляция	7,693	7,693	7,693	7,693	7,693
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,012	2,012	2,012	2,33	2,33
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,417	2,417	2,417	2,735	2,735
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,62	6,62	6,62	7,13	7,13
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
	Зона действия источника тепловой мощности, га	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,311	0,311	0,311	0,311	0,311
Котельная № 64Н						
19	Установленная тепловая мощность, в том числе:	12,04	12,04	12,04	12,04	12,04
	Располагаемая тепловая мощность станции	12,04	12,04	12,04	11,12	11,12
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	11,92	11,92	11,92	11	11
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,44	0,44	0,44	1,147	1,147
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,73	8,69	8,691	8,692	8,692
	Отопление и вентиляция	8,511	8,472	8,473	8,473	8,473
	ГВС	0,219	0,218	0,218	0,219	0,219
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,294	8,256	8,257	8,258	8,258
	Отопление и вентиляция	8,086	8,049	8,05	8,05	8,05
	ГВС	0,208	0,207	0,207	0,208	0,208
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,75	2,79	2,789	1,16	1,16
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	3,186	3,224	3,223	1,594	1,594
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	9,05	9,05	9,05	8,13	8,13
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	7,33	7,29	7,29	7,29	7,29
	Зона действия источника тепловой мощности, га	24,68	24,68	24,68	24,68	24,68
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,336	0,3345	0,3345	0,3346	0,3346
Котельная № 8						
20	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
	Располагаемая тепловая мощность станции	3,87	3,87	3,87	3,913	3,913
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	3,85	3,85	3,85	3,893	3,893
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,09	0,09	0,09	0,084	0,084
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,902	2,902	2,902	4,639	4,639
	Отопление и вентиляция	2,902	2,902	2,902	4,639	4,639
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,757	2,757	2,757	4,407	4,407
	Отопление и вентиляция	2,757	2,757	2,757	4,407	4,407
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,858	0,858	0,858	-0,83	-0,83
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,003	1,003	1,003	-0,598	-0,598
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,16	3,16	3,16	3,21	3,21
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,5	2,5	2,5	3,99	3,99
	Зона действия источника тепловой мощности, га	77,58	77,58	77,58	77,58	77,58
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0355	0,0355	0,0355	0,0568	0,0568
Котельная № 13						
21	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	6,88	6,88	6,88

	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	6,88	7,112	7,112
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,7	7,7	6,84	7,072	7,072
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,14	0,14	0,14	0,119	0,119
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,82	6,82	6,82	7,157	7,157
	Отопление и вентиляция	6,82	6,82	6,82	7,157	7,157
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,479	6,479	6,479	6,799	6,799
	Отопление и вентиляция	6,479	6,479	6,479	6,799	6,799
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,74	0,74	-0,119	-0,204	-0,204
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,081	1,081	0,221	0,154	0,154
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	4,14	4,14	3,28	3,51	3,51
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,87	5,87	5,87	6,16	6,16
	Зона действия источника тепловой мощности, га	8,17	8,17	8,17	8,17	8,17
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,7928	0,7928	0,7928	0,832	0,832
Котельная № 22						
22	Установленная тепловая мощность, в том числе:	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
	Располагаемая тепловая мощность станции	5,16	5,16	5,16	5,616	5,616
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	5,14	5,14	5,14	5,596	5,596
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,23	0,23	0,23	0,366	0,366
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,658	4,614	4,412	4,411	4,411
	Отопление и вентиляция	4,294	4,266	4,079	4,079	4,079
	ГВС	0,364	0,348	0,332	0,332	0,332
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,425	4,383	4,191	4,19	4,19
	Отопление и вентиляция	4,079	4,053	3,875	3,875	3,875
	ГВС	0,346	0,33	0,316	0,315	0,315
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,252	0,297	0,498	0,819	0,819
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,485	0,527	0,719	1,04	1,04
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,26	3,26	3,26	3,71	3,71

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,7	3,67	3,51	3,51	3,51
	Зона действия источника тепловой мощности, га	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2946	0,2918	0,2791	0,279	0,279
Котельная № 25						
23	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,45	6,45	6,45	6,14	6,14
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,44	6,44	6,44	6,13	6,13
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,13	0,13	0,13	0,337	0,337
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,554	6,554	6,554	6,554	6,554
	Отопление и вентиляция	6,487	6,487	6,487	6,487	6,487
	ГВС	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,899	5,899	5,899	5,899	5,899
	Отопление и вентиляция	5,839	5,839	5,839	5,839	5,839
	ГВС	0,06	0,061	0,061	0,061	0,061
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,244	-0,244	-0,244	-0,76	-0,76
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,411	0,411	0,411	-0,105	-0,105
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,75	5,75	5,75	5,44	5,44
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29
	Зона действия источника тепловой мощности, га	18,06	18,06	18,06	18,06	18,06
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3266	0,3267	0,3267	0,3267	0,3267
Котельная № 27						
24	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,225	3,19	3,192	3,191	3,191
	Располагаемая тепловая мощность станции	3,225	3,19	3,192	3,065	3,065
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	3,215	3,18	3,182	3,055	3,055
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,238	0,238
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,737	2,737	2,737	2,737	2,737
	Отопление и вентиляция	2,737	2,737	2,737	2,737	2,737
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
	Отопление и вентиляция	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,378	0,343	0,345	0,08	0,08
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,515	0,48	0,482	0,217	0,217
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	2,3	2,27	2,27	2,14	2,14
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
	Зона действия источника тепловой мощности, га	33,83	33,83	33,83	33,83	33,83
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0768	0,0769	0,0769	0,0769	0,0769
Котельная № 31						
25	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,45	6,45	6,45	5,779	5,779
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,43	6,43	6,43	5,759	5,759
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,16	0,166	0,166
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,198	4,198	4,198	4,198	4,198
	Отопление и вентиляция	4,198	4,198	4,198	4,198	4,198
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,988	3,988	3,988	3,988	3,988
	Отопление и вентиляция	3,988	3,988	3,988	3,988	3,988
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,072	2,072	2,072	1,395	1,395
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,282	2,282	2,282	1,605	1,605
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,75	5,75	5,75	5,08	5,08
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3119	0,3119	0,3119	0,3119	0,3119
Котельная № 32						
26	Установленная тепловая мощность, в том числе:	8,385	7,74	7,74	7,74	7,74
	Располагаемая тепловая мощность станции	8,385	7,74	7,74	6,656	6,656
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	8,355	7,71	7,71	6,626	6,626
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,192	0,192
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,559	6,559	6,559	6,559	6,559
	Отопление и вентиляция	6,559	6,559	6,559	6,559	6,559
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,231	6,231	6,231	6,231	6,231
	Отопление и вентиляция	6,231	6,231	6,231	6,231	6,231
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,676	1,031	1,031	-0,125	-0,125
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,004	1,359	1,359	0,203	0,203
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	1,7	1,05	1,05	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
	Зона действия источника тепловой мощности, га	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5984	0,5984	0,5984	0,5984	0,5984
Котельная № 33						
27	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,095	7,095	7,095	7,095	7,095
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,095	7,095	7,095	6,158	6,158
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,055	7,055	7,055	6,118	6,118
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,332	0,332
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,381	6,381	6,381	7,332	7,332
	Отопление и вентиляция	6,286	6,286	6,286	7,237	7,237
	ГВС	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,062	6,062	6,062	6,966	6,966
	Отопление и вентиляция	5,972	5,972	5,972	6,876	6,876
	ГВС	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,524	0,524	0,524	-1,546	-1,546
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,843	0,843	0,843	-1,18	-1,18
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,38	6,38	6,38	5,44	5,44
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,41	5,41	5,41	6,23	6,23
	Зона действия источника тепловой мощности, га	13,88	13,88	13,88	13,88	13,88
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4369	0,4369	0,4369	0,502	0,502
Котельная № 34						
28	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88

	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	7,19	7,19
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,87	6,87	6,87	7,18	7,18
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,17	0,17	0,17	0,151	0,151
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,071	6,071	6,071	6,825	6,825
	Отопление и вентиляция	5,901	5,901	5,901	6,655	6,655
	ГВС	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,767	5,767	5,767	6,483	6,483
	Отопление и вентиляция	5,606	5,606	5,606	6,322	6,322
	ГВС	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,629	0,629	0,629	0,203	0,203
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,933	0,933	0,933	0,545	0,545
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,23	3,23	3,23	3,54	3,54
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,08	5,08	5,08	5,73	5,73
	Зона действия источника тепловой мощности, га	17,68	17,68	17,68	17,68	17,68
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3262	0,3262	0,3262	0,3667	0,3667
Котельная № 36						
29	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	6,88	6,88	6,364	6,364
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,87	6,87	6,87	6,354	6,354
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,14	0,14	0,14	0,209	0,209
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,692	4,692	4,692	5,211	5,211
	Отопление и вентиляция	4,692	4,692	4,692	5,211	5,211
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,457	4,457	4,457	4,95	4,95
	Отопление и вентиляция	4,457	4,457	4,457	4,95	4,95
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,038	2,038	2,038	0,934	0,934
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,273	2,273	2,273	1,195	1,195
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,68	3,68	3,68	3,16	3,16

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,04	4,04	4,04	4,48	4,48
	Зона действия источника тепловой мощности, га	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3173	0,3172	0,3172	0,3524	0,3524
Котельная № 37						
30	Установленная тепловая мощность, в том числе:	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
	Располагаемая тепловая мощность станции	9,03	9,03	9,03	8,815	8,815
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	9,02	9,02	9,02	8,805	8,805
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,16	0,267	0,267
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	8,116	8,116	8,116	8,116	8,116
	Отопление и вентиляция	8,116	8,116	8,116	8,116	8,116
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
	Отопление и вентиляция	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,744	0,744	0,744	0,422	0,422
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,15	1,15	1,15	0,828	0,828
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	8,35	8,35	8,35	8,13	8,13
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
	Зона действия источника тепловой мощности, га	17,14	17,14	17,14	17,14	17,14
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4499	0,4499	0,4499	0,4499	0,4499
Котельная № 45						
31	Установленная тепловая мощность, в том числе:	8,385	8,385	8,385	8,385	8,385
	Располагаемая тепловая мощность станции	8,385	8,385	8,385	8,127	8,127
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	8,365	8,365	8,365	8,107	8,107
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,17	0,17	0,17	0,218	0,218
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,743	6,505	6,505	6,505	6,505
	Отопление и вентиляция	6,743	6,505	6,505	6,505	6,505
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,302	5,115	5,115	5,115	5,115
	Отопление и вентиляция	5,302	5,115	5,115	5,115	5,115

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,452	1,69	1,69	1,384	1,384
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,893	3,08	3,08	2,774	2,774
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	7,7	7,7	7,7	7,44	7,44
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,8	4,63	4,63	4,63	4,63
	Зона действия источника тепловой мощности, га	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2399	0,2314	0,2314	0,2314	0,2314
Котельная № 46						
32	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
	Располагаемая тепловая мощность станции	2,58	2,58	2,58	2,546	2,546
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	2,57	2,57	2,57	2,536	2,536
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,047	0,047
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,733	1,733	1,733	2,049	2,049
	Отопление и вентиляция	1,543	1,543	1,543	1,853	1,853
	ГВС	0,19	0,19	0,19	0,197	0,197
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,646	1,646	1,646	1,946	1,946
	Отопление и вентиляция	1,466	1,466	1,466	1,76	1,76
	ГВС	0,18	0,181	0,181	0,187	0,187
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,797	0,797	0,797	0,44	0,44
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,884	0,884	0,884	0,543	0,543
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	1,89	1,89	1,89	1,86	1,86
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	1,33	1,33	1,33	1,59	1,59
	Зона действия источника тепловой мощности, га	16,57	16,57	16,57	16,57	16,57
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0993	0,0993	0,0993	0,1175	0,1175
Котельная № 49						
33	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
	Располагаемая тепловая мощность станции	3,44	3,44	3,44	3,793	3,793
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	3,4	3,4	3,4	3,753	3,753
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,173	0,173
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,617	2,617	2,495	2,495	2,495
	Отопление и вентиляция	2,617	2,617	2,495	2,495	2,495
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,486	2,486	2,37	2,37	2,37
	Отопление и вентиляция	2,486	2,486	2,37	2,37	2,37
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,683	0,683	0,805	1,084	1,084
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,814	0,814	0,93	1,209	1,209
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	1,5	1,5	1,5	1,85	1,85
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,25	2,25	2,15	2,15	2,15
	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,7755	0,7756	0,7394	0,7394	0,7394
Котельная № 50						
34	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	7,74	6,785	6,785
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,73	7,73	7,73	6,775	6,775
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12	0,12	0,12	0,161	0,161
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	6,252	6,252	6,252	6,252	6,252
	Отопление и вентиляция	6,233	6,233	6,233	6,233	6,233
	ГВС	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,939	5,939	5,939	5,939	5,939
	Отопление и вентиляция	5,921	5,921	5,921	5,921	5,921
	ГВС	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,358	1,358	1,358	0,363	0,363
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,671	1,671	1,671	0,676	0,676
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	7,05	7,05	7,05	6,1	6,1
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,76	12,76	12,76	12,76	12,76
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4656	0,4656	0,4656	0,4656	0,4656
Котельная № 51						
35	Установленная тепловая мощность, в том числе:	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44

	Располагаемая тепловая мощность станции	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04	0,04	0,04	0,066	0,066
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
	Отопление и вентиляция	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,689	2,689	2,689	2,689	2,689
	Отопление и вентиляция	2,689	2,689	2,689	2,689	2,689
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,56	0,56	0,56	0,534	0,534
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,701	0,701	0,701	0,675	0,675
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
	Зона действия источника тепловой мощности, га	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,1893	0,1893	0,1893	0,1893	0,1893
Котельная № 52						
36	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,45	6,45	6,45	6,252	6,252
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,44	6,44	6,44	6,242	6,242
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,06	0,06	0,06	0,09	0,09
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,035	4,035	4,035	4,035	4,035
	Отопление и вентиляция	4,035	4,035	4,035	4,035	4,035
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	7,217	7,218	7,218	7,218	7,218
	Отопление и вентиляция	7,217	7,218	7,218	7,218	7,218
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,345	2,345	2,345	2,117	2,117
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	-0,837	-0,838	-0,838	-1,065	-1,065
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,75	5,75	5,75	5,55	5,55

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	6,54	6,54	6,54	6,54	6,54
	Зона действия источника тепловой мощности, га	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,9686	0,9687	0,9687	0,9687	0,9687
Котельная № 53						
37	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,095	7,095	7,095	7,095	7,095
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,095	7,095	7,095	6,88	6,88
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,085	7,085	7,085	6,87	6,87
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16	0,16	0,16	0,157	0,157
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,668	4,683	4,683	4,683	4,683
	Отопление и вентиляция	4,668	4,683	4,683	4,683	4,683
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,435	4,449	4,449	4,449	4,449
	Отопление и вентиляция	4,435	4,449	4,449	4,449	4,449
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,257	2,242	2,242	2,03	2,03
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,49	2,476	2,476	2,264	2,264
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,41	6,41	6,41	6,19	6,19
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,02	4,03	4,03	4,03	4,03
	Зона действия источника тепловой мощности, га	8,38	8,38	8,38	8,38	8,38
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5295	0,5311	0,5311	0,5311	0,5311
Котельная № 54						
38	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	4,124	4,124	4,124
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	4,124	3,908	3,908
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,72	7,72	4,104	3,888	3,888
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,2	0,2	0,2	0,151	0,151
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,973	3,952	3,952	3,952	3,952
	Отопление и вентиляция	3,973	3,952	3,952	3,952	3,952
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,774	3,754	3,754	3,754	3,754
	Отопление и вентиляция	3,774	3,754	3,754	3,754	3,754

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	3,547	3,568	-0,048	-0,215	-0,215
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	3,746	3,766	0,15	-0,017	-0,017
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,74	6,74	3,12	2,91	2,91
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,42	3,4	3,4	3,4	3,4
	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3085	0,3069	0,3069	0,3069	0,3069
Котельная № 55						
39	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	7,74	7,095	4,125	4,125
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	7,74	7,095	3,996	3,996
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,86	7,72	7,075	3,976	3,976
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,08	0,08	0,08	0,094	0,094
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,215	4,215	4,215	4,215	4,215
	Отопление и вентиляция	4,215	4,215	4,215	4,215	4,215
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,004	4,004	4,004	4,004	4,004
	Отопление и вентиляция	4,004	4,004	4,004	4,004	4,004
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,565	3,425	2,78	-0,333	-0,333
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,776	3,636	2,991	-0,122	-0,122
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,86	6,72	6,07	2,97	2,97
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
	Зона действия источника тепловой мощности, га	24,24	24,24	24,24	24,24	24,24
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,1652	0,1652	0,1652	0,1652	0,1652
Котельная № 56						
40	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	7,095	7,095	7,095	7,095
	Располагаемая тепловая мощность станции	6,88	7,095	7,095	6,502	6,502
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	6,86	7,075	7,075	6,482	6,482
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,084	0,084
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,792	2,792	2,792	2,792	2,792
	Отопление и вентиляция	2,792	2,792	2,792	2,792	2,792
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652
	Отопление и вентиляция	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	4,018	4,233	4,233	3,605	3,605
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	4,158	4,373	4,373	3,745	3,745
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,2	6,41	6,41	5,82	5,82
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	Зона действия источника тепловой мощности, га	9,77	9,77	9,77	9,77	9,77
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,2713	0,2714	0,2714	0,2714	0,2714
	Котельная № 57					
41	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	7,74	7,069	7,069
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,73	7,73	7,73	7,059	7,059
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,898	4,898	4,898	5,16	5,16
	Отопление и вентиляция	4,898	4,898	4,898	5,16	5,16
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,653	4,653	4,653	4,902	4,902
	Отопление и вентиляция	4,653	4,653	4,653	4,902	4,902
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,722	2,722	2,722	1,759	1,759
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,967	2,967	2,967	2,017	2,017
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	7,1	7,1	7,1	6,43	6,43
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,22	4,22	4,22	4,44	4,44
	Зона действия источника тепловой мощности, га	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4847	0,4847	0,4847	0,5107	0,5107
Котельная № 58						
42	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	7,31	7,74	5,67

	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	7,31	6,975	5,67
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,64	7,64	7,21	6,875	5,57
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,11	0,11	0,11	0,164	0,164
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,428	5,428	5,428	5,428	5,428
	Отопление и вентиляция	5,428	5,428	5,428	5,428	5,428
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,157	5,157	5,157	5,157	5,35
	Отопление и вентиляция	5,157	5,157	5,157	5,157	5,35
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,102	2,102	1,672	1,282	0,142
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,373	2,373	1,943	1,553	0,32
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,96	6,96	6,53	6,2	6,2
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67
	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4346	0,4346	0,4346	0,4346	0,4346
Котельная № 59						
43	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,74	7,74	7,74	7,473	7,473
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,64	7,64	7,64	7,373	7,373
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,19	0,19	0,19	0,196	0,196
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,467	5,467	5,467	4,885	4,885
	Отопление и вентиляция	5,467	5,467	5,467	4,885	4,885
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	5,194	5,194	5,194	4,641	4,641
	Отопление и вентиляция	5,194	5,194	5,194	4,641	4,641
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,983	1,983	1,983	2,292	2,292
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,256	2,256	2,256	2,536	2,536
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	6,94	6,94	6,94	6,68	6,68

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	4,71	4,71	4,71	4,21	4,21
	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,4614	0,4614	0,4614	0,4123	0,4123
МУП "ДзержинскЭнерго"						
Котельная № 3						
44	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,17	0,172	0,172	0,172	0,172
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,17	0,172	0,172	0,172	0,172
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,152	0,154	0,154	0,154	0,154
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,042	0,042	0,042	0,034	0,034
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,165	0,151	0,151	0,151	0,151
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,165	0,151	0,151	0,151	0,151
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,132	0,12	0,12	0,12	0,12
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,132	0,12	0,12	0,12	0,12
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,055	-0,039	-0,039	-0,03	-0,03
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	-0,022	-0,008	-0,008	0	0
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	14,96	14,96	14,96	14,96	14,96
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0088	0,008	0,008	0,008	0,008
Котельная № 7						
45	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,419	0,419	0,419	0,419	0,419
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,426	0,426	0,426	0,426	0,426
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,426	0,426	0,426	0,426	0,426
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362

	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,032	-0,032	-0,032	-0,032	-0,032
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0597	0,0597	0,0597	0,0597	0,0597
Котельная № 9						
46	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,043	0,043	0,043	0,218	0,218
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,854	0,854	0,854	0,695	0,695
	Отопление и вентиляция	0,577	0,577	0,577	0,418	0,418
	ГВС	0,277	0,277	0,277	0,277	0,277
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,726	0,726	0,726	0,591	0,591
	Отопление и вентиляция	0,491	0,491	0,491	0,355	0,355
	ГВС	0,235	0,236	0,236	0,236	0,236
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,063	-0,063	-0,063	-0,079	-0,079
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,065	0,065	0,065	0,025	0,025
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,44	0,44	0,44	0,32	0,32
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	3,7773	3,7782	3,7782	3,0746	3,0746
Котельная № 11						
47	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0,011	0,011
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,1	0,101	0,101	0,101	0,101
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,1	0,101	0,101	0,101	0,101
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,011	-0,012	-0,012	-0,023	-0,023
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,008	0,008	0,008	-0,004	-0,004
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0228	0,0229	0,0229	0,0229	0,0229
	Котельная № 14					
48	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,1	0,102	0,102	0,102	0,102
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,1	0,102	0,102	0,102	0,102
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,082	0,084	0,084	0,084	0,084
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,082	0,084	0,084	0,084	0,084
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,015	-0,017	-0,017	-0,017	-0,017
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,003	0,001	0,001	0,001	0,001
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0584	0,0597	0,0597	0,0597	0,0597
	Котельная № 21					
49	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103

	Располагаемая тепловая мощность станции	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0,006	0,006
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,012	0,012	0,012	0,006	0,006
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,017	0,017	0,017	0,011	0,011
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,3557	0,3565	0,3565	0,3565	0,3565
Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А						
50	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,085	0,103	0,103	0,103	0,103
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,085	0,103	0,103	0,103	0,103
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,085	0,103	0,103	0,103	0,103
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
	Отопление и вентиляция	0	0	0	0	0
	ГВС	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,044	0,062	0,062	0,062	0,062
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,046	0,064	0,064	0,064	0,064
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0617	0,0622	0,0622	0,0622	0,0622
Котельная школы № 25 пос. Бабино						
51	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0	0	0	0	0
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,175	0,175	0,175	0,166	0,166
	Отопление и вентиляция	0,175	0,175	0,175	0,166	0,166
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,166	0,166	0,166	0,157	0,157
	Отопление и вентиляция	0,166	0,166	0,166	0,157	0,157
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,071	0,071	0,071	0,08	0,08
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,08	0,08	0,08	0,089	0,089
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,2788	1,2759	1,2759	1,213	1,213
Котельная пос. Бабино, (Поссовет)						
52	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,007	0,007	0,007	0,006	0,006
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,138	0,138	0,138	0,106	0,106
	Отопление и вентиляция	0,138	0,138	0,138	0,106	0,106
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,131	0,131	0,131	0,101	0,101
	Отопление и вентиляция	0,131	0,131	0,131	0,101	0,101

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,108	0,108	0,108	0,141	0,141
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,115	0,115	0,115	0,146	0,146
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,12	0,12	0,12	0,09	0,09
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,018	1,0151	1,0151	0,782	0,782
Котельная амбулатории пос. Петряевка						
53	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
	Отопление и вентиляция	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,029	0,029	0,029	0,019	0,019
	Отопление и вентиляция	0,029	0,029	0,029	0,019	0,019
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,011	0,011	0,011	0,021	0,021
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,012	0,012	0,012	0,022	0,022
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0388	0,039	0,039	0,0256	0,0256
Котельная пос. Петряевка						
54	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,688	0,516	0,516	0,516	0,516
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,688	0,516	0,516	0,516	0,516
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,678	0,506	0,506	0,506	0,506
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,459	0,476	0,514	0,451	0,451
	Отопление и вентиляция	0,363	0,38	0,38	0,317	0,317
	ГВС	0,096	0,096	0,134	0,134	0,134
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,436	0,452	0,489	0,429	0,429
	Отопление и вентиляция	0,345	0,361	0,361	0,301	0,301
	ГВС	0,091	0,091	0,128	0,128	0,128
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,195	0,006	-0,033	0,03	0,03
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,218	0,03	-0,007	0,053	0,053
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,16	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,31	0,33	0,33	0,27	0,27
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	4,1548	4,3086	4,6553	4,0851	4,0851
	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка					
55	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,284	0,284	0,284	0,244	0,244
	Отопление и вентиляция	0,284	0,284	0,284	0,244	0,244
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,27	0,27	0,27	0,232	0,232
	Отопление и вентиляция	0,27	0,27	0,27	0,232	0,232
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,119	0,12	0,12	0,159	0,159
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,133	0,134	0,134	0,171	0,171
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,24	0,24	0,24	0,21	0,21
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	2,567	2,5652	2,5652	2,2055	2,2055
Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)						
56	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049

	Располагаемая тепловая мощность станции	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,003	0,003	0,003	0,008	0,008
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
	Отопление и вентиляция	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Отопление и вентиляция	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,003	0,003	0,003	-0,002	-0,002
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,005	0,005	0,005	0	0
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0745	0,0747	0,0747	0,0745	0,0745
Котельная пос. Горбатовка						
57	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0	0	0	0	0
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,201	0,201	0,201	0,181	0,181
	Отопление и вентиляция	0,201	0,201	0,201	0,181	0,181
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,191	0,191	0,191	0,172	0,172
	Отопление и вентиляция	0,191	0,191	0,191	0,172	0,172
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,052	0,052	0,052	0,072	0,072
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,062	0,062	0,062	0,081	0,081
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,1361	1,1372	1,1372	1,023	1,023
Котельная пос. Гавриловка						
58	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,025	0,025	0,025	0,028	0,028
	Отопление и вентиляция	0,025	0,025	0,025	0,028	0,028
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,024	0,024	0,024	0,027	0,027
	Отопление и вентиляция	0,024	0,024	0,024	0,027	0,027
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,011	0,012	0,012	0,008	0,008
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,012	0,013	0,013	0,009	0,009
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,1812	0,1804	0,1804	0,2029	0,2029
Котельная д/с № 35 пос. Желнино						
59	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,072	0,072	0,072	0,041	0,041
	Отопление и вентиляция	0,072	0,072	0,072	0,041	0,041
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,068	0,068	0,068	0,039	0,039
	Отопление и вентиляция	0,068	0,068	0,068	0,039	0,039

	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,006	0,006	0,006	0,037	0,037
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,6425	0,6443	0,6443	0,3659	0,3659
Котельная пос. Желнино (Почта)						
60	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,029	0,029	0,029	0,03	0,03
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,021	0,021	0,021	0,015	0,015
	Отопление и вентиляция	0,021	0,021	0,021	0,015	0,015
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,02	0,02	0,02	0,014	0,014
	Отопление и вентиляция	0,02	0,02	0,02	0,014	0,014
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,006	0,007	0,007	0,012	0,012
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,007	0,008	0,008	0,013	0,013
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,1648	0,1616	0,1616	0,1177	0,1177
Котельная бывшее трамвайное депо						
61	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,58	2,58	2,58	2,58	0,86
	Располагаемая тепловая мощность станции	2,58	2,58	2,58	2,58	0,86
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	2,528	2,528	2,528	2,528	0,808
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0

	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,209	2,373	2,373	0,19	0,19
	Отопление и вентиляция	0,209	2,373	2,373	0,19	0,19
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,199	2,259	2,259	0,181	0,181
	Отопление и вентиляция	0,199	2,259	2,259	0,181	0,181
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,139	-0,025	-0,025	2,158	0,618
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	2,149	0,089	0,089	2,167	0,627
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,18	2,05	2,05	0,16	0,16
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,4794	16,7949	16,7949	1,3449	1,3449
	Котельная пос. Горбатовка д/с №147					
62	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
	Отопление и вентиляция	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119
	Отопление и вентиляция	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
	Зона действия источника тепловой мощности, га	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,461	0,4599	0,4599	0,461	0,461
Котельная ул. Сухаренко, 10						
63	Установленная тепловая мощность, в том числе:	-	-	7,74	7,74	7,74

	Располагаемая тепловая мощность станции	-	-	7,74	7,74	7,74
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	-	-	0,155	0,155	0,155
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	-	-	7,585	7,585	7,585
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	-	-	0,542	0,542	0,542
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	-	-	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	-	-	5,492	4,854	4,854
	Отопление и вентиляция	-	-	4,792	4,154	4,154
	ГВС	-	-	0,7	0,7	0,7
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	-	-	4,792	4,154	4,154
	Отопление и вентиляция	-	-	4,792	4,154	4,154
	ГВС	-	-	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-	-	1,552	2,189	2,189
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	-	-	2,252	2,889	2,889
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	-	-	4,59	4,59	4,59
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	-	-	4,34	3,76	3,76
	Зона действия источника тепловой мощности, га	-	-	0,12	0,12	0,12
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	-	-	39,7569	34,4673	34,4673
Теплопункт завода им. Свердлова						
65	Установленная тепловая мощность, в том числе:	7,73	7,73	7,73	13,35	13,35
	Располагаемая тепловая мощность станции	7,73	7,73	7,73	13,35	13,35
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	7,575	7,575	7,575	13,195	13,195
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,974	4,974	4,974	5,001	5,001
	Отопление и вентиляция	4,445	4,445	4,445	4,472	4,472
	ГВС	0,529	0,529	0,529	0,529	0,529
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,979	3,979	3,979	4	4
	Отопление и вентиляция	3,556	3,556	3,556	3,577	3,577
	ГВС	0,423	0,423	0,423	0,423	0,423
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	2,011	2,011	2,011	7,604	7,604
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	3,006	3,006	3,006	8,605	8,605
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0	0	0	0	0

	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,22	3,22	3,22	3,24	3,24
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
МУП «ДзержинскЭнерго»						
Котельная пос. Пыра						
66	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,2	4,98	4,98	4,98	4,98
	Располагаемая тепловая мощность станции	4,2	4,98	4,98	4,98	4,98
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	4,1	4,88	4,88	4,88	4,88
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,349	0,349	0,349	0,276	0,276
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,634	2,634	2,634	2,634	2,634
	Отопление и вентиляция	2,634	2,634	2,634	2,634	2,634
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107
	Отопление и вентиляция	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	1,118	1,898	1,898	1,97	1,97
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,645	2,425	2,425	2,497	2,497
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	2,44	3,22	3,22	3,22	3,22
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ООО "Дзержинсктеплогаз"						
Котельная ул. К. Патоличева, 37а						
67	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,51	2,51	4,14	4,14	4,14
	Располагаемая тепловая мощность станции	2,51	2,51	4,14	4,14	4,14
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	2,46	2,46	4,09	4,09	4,09
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,016	4,14	4,14	4,14	4,14
	Отопление и вентиляция	2,016	4,14	4,14	4,14	4,14
	ГВС	0	0	0	0	0

	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,613	3,312	3,312	3,312	3,312
	Отопление и вентиляция	1,613	3,312	3,312	3,312	3,312
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,268	-1,856	-0,226	-0,226	-0,226
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,671	-1,028	0,602	0,602	0,602
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	1,42	1,42	3,05	3,05	3,05
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	1,46	3	3	3	3
	Зона действия источника тепловой мощности, га	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0858	0,1762	0,1762	0,1762	0,1762
	Котельная пр. Ленина, 8а					
68	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
	Располагаемая тепловая мощность станции	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	1,068	1,068	1,068	1,068	1,068
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	1,032	1,09	1,09	1,09	1,09
	Отопление и вентиляция	1,032	1,09	1,09	1,09	1,09
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,826	0,872	0,872	0,872	0,872
	Отопление и вентиляция	0,826	0,872	0,872	0,872	0,872
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	-0,04	-0,098	-0,098	-0,098	-0,098
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,166	0,12	0,12	0,12	0,12
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,75	0,79	0,79	0,79	0,79
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Котельная ул. Строителей, 9в					
69	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,65	4,65	2,5	2,5	2,5
	Располагаемая тепловая мощность станции	4,65	4,65	2,5	2,5	2,5
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	4,557	4,557	2,407	2,407	2,407
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326

	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,72	2,5	2,5	2,5	2,5
	Отопление и вентиляция	3,72	2,5	2,5	2,5	2,5
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	2,976	2	2	2	2
	Отопление и вентиляция	2,976	2	2	2	2
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,512	1,732	-0,419	-0,419	-0,419
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	1,256	2,232	0,082	0,082	0,082
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	3,72	3,72	1,57	1,57	1,57
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	2,7	1,81	1,81	1,81	1,81
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	ГБУ санаторий "Пушкино"					
70	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"					
	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,95	0,95	0,7	0,7	0,7
	Располагаемая тепловая мощность станции	0,95	0,95	0,7	0,7	0,7
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	0,931	0,931	0,681	0,681	0,681
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,62	0,643	0,643	0,643	0,643
	Отопление и вентиляция	0,62	0,643	0,643	0,643	0,643
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	0,496	0,514	0,514	0,514	0,514
	Отопление и вентиляция	0,496	0,514	0,514	0,514	0,514
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	0,245	0,222	-0,029	-0,029	-0,029
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	0,369	0,35	0,1	0,1	0,1
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	0,58	0,58	0,33	0,33	0,33
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	0,45	0,47	0,47	0,47	0,47
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

ЕТО №2 АО "НОКК"						
Котельная №42						
71	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10	10	10	10	10
	Располагаемая тепловая мощность станции	10	10	10	10	10
	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Располагаемая тепловая мощность "нетто"	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0	0	0	0	0
	Присоединенная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	4,68	2,78	2,497	2,342	2,342
	Отопление и вентиляция	4,68	2,78	2,497	2,342	2,342
	ГВС	0	0	0	0	0
	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей в горячей воде (за вычетом потерь в ТС), в том числе:	3,744	2,224	1,998	1,874	1,874
	Отопление и вентиляция	3,744	2,224	1,998	1,874	1,874
	ГВС	0	0	0	0	0
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по договорной нагрузке)	4,42	6,32	6,603	6,758	6,758
	Резерв/дефицит тепловой мощности "нетто" (по фактической нагрузке)	5,356	6,876	7,102	7,226	7,226
	Расп. тепл. мощ. «нетто» (с учетом затрат на собст. нужды станции) при авар. выводе самого мощного котла	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
	Макс. допустимое значение тепл. нагрузки на коллек. станции при аварийном выводе самого мощного котла	3,39	2,01	1,81	1,7	1,7
	Зона действия источника тепловой мощности, га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

5.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. для водяных тепловых сетей предусматриваются следующие гидравлические режимы:

- расчетный – по расчетным расходам сетевой воды;
- зимний – при максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода;
- переходный – при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода;
- летний – при максимальной нагрузке на ГВС в неотапительный период;
- статический – при отсутствии циркуляции в тепловой сети;
- аварийный.

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии городского округа город Дзержинск до самого удаленного потребителя, характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источников к потребителям, сформированы на основе построения «Электронная модель системы теплоснабжения».

5.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Проведенным анализом мощности каждого источника и присоединенной нагрузки потребителей города Дзержинска, выявлены резервы и дефициты тепловой мощности источников.

Причинами возникновения дефицитов тепловой мощности являются следующие факторы:

- технические ограничения тепловой мощности;
- завышенные собственные нужды источников;
- большие тепловые потери в тепловых сетях.

Дефицит тепловой мощности приводит к некачественному теплоснабжению удаленных потребителей. Так же дефицит сказывается на надежности теплоснабжения.

5.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности рассмотрены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

5.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

1. Были актуализированы установленные, располагаемые тепловые мощности источников теплоснабжения и балансы тепловой мощности на начало 2024 г.

2. Были определены и актуализированы дефициты и резервы располагаемой тепловой мощности с учётом уточненных на начало 2024 г. договорных и фактических нагрузок.

Часть 6. Балансы теплоносителя

6.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

6.1.1. Балансы производительности водоподготовительных установок

Для подпитки теплосети химически очищенной водой Дзержинской ТЭЦ установлена ВПУ проектной производительностью 500 м³/час. Установка подпитки теплосети находится в помещении фильтровального зала ХВО-1. Установка подпитки теплосети включает:

- установку для предварительной очистки воды;
- умягчающую установку;
- узел приготовления соли;
- бак подпитки теплосети;
- насосы подпитки теплосети;
- узел сбора и откачки промывочных вод механических фильтров;
- узел дозирования комплексоната (УДК).

Для подпитки тепловых сетей котельных ООО «Нижегородтеплогаз» предусмотрены системы дозирования реагента ОЭДФ-Zn СИДР-12м, подключенные к общей системе диспетчеризации предприятия.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 г. № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утв. Приказом Минэнерго от 30.12.2008 г. № 325.

На котельных, оборудованных системой химводоочистки, мощность водоподготовительных установок достаточна для удовлетворения потребности в химически очищенной воде. Рекомендуется оборудовать котельные водоподготовительными установками либо внедрить комплексную обработку воды на источниках тепловой энергии. Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ, количестве и вместимости баков-аккумуляторов, а также резервах и дефицитах производительности ВПУ теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск» за 2020-2023 гг. представлены в таблице 87.

Таблица 87. Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ, количестве и вместимости баков-аккумуляторов, а также резервах и дефицитах производительности ВПУ

№ п/п	Показатель	Величина показателя			
		2020	2021	2022	2023
Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"					
1	Дзержинская ТЭЦ				
1	Производительность ВПУ, т/ч	500	500	500	500

2	Срок службы, лет	35	36	37	38
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0	0	0	0
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	0	0	0	0
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	71	87,4	87,4	87,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	60,3	70,9	70,9	70,9
6.2	- сверхнормативные утечки	10,7	16,5	16,5	16,5
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	894,7	1052,7	1052,7	1052,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	439,7	429,06	429,06	429,06
10	Доля резерва/дефицита, %	87,94	85,81	85,81	85,81
2	Котельная № 1Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	5,15	5,15	5,15	5,15
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,6	5,1	5,1	5,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,5	0,6	0,6	0,6
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,6	3,3	3,3	3,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,67	4,54	4,54	4,54
10	Доля резерва/дефицита, %	90,64	88,13	88,13	88,13
3	Котельная № 15				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,88	2,88	2,88	2,88
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	1,2	1,2	1,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	1,7	1,7	1,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,64	2,57	2,57	2,57
10	Доля резерва/дефицита, %	91,6	89,4	89,4	89,4
4	Котельная № 20				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,39	4,39	4,39	4,39
2	Срок службы, лет	17	18	19	20

3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	3,4	3,4	3,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,4	0,6	0,6	0,6
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,7	4,4	4,4	4,4
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,01	3,78	3,78	3,78
10	Доля резерва/дефицита, %	91,44	86,18	86,18	86,18
5	Котельная № 23				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	1,7	1,7	1,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,4	0,4	0,4
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,5	2,9	2,9	2,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,6	2,4	2,4	2,4
10	Доля резерва/дефицита, %	92,68	85,83	85,83	85,83
6	Котельная № 26Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	1,4	1,4	1,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	3,3	3,3	3,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,04	2,85	2,85	2,85
10	Доля резерва/дефицита, %	92,24	86,33	86,33	86,33
7	Котельная № 28				
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,84	1,84	1,84	1,84
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-

4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	0,5	0,5	0,5
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1	1,8	1,8	1,8
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,7	1,59	1,59	1,59
10	Доля резерва/дефицита, %	92,12	86,19	86,19	86,19
8	Котельная № 29Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,19	3,19	3,19	3,19
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	0,9	0,9	0,9
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	3,3	3,3	3,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,94	2,74	2,74	2,74
10	Доля резерва/дефицита, %	92,26	85,82	85,82	85,82
9	Котельная № 35				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,88	2,88	2,88	2,88
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	3,1	3,1	3,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,4	0,4	0,4
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,5	2,7	2,7	2,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,67	2,5	2,5	2,5
10	Доля резерва/дефицита, %	92,67	86,82	86,82	86,82
10	Котельная № 38Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,74	4,74	4,74	4,74
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,7	3,3	3,3	3,3
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,6	0,6	0,6
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,5	4,6	4,6	4,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,39	4,1	4,1	4,1
10	Доля резерва/дефицита, %	92,68	86,5	86,5	86,5
11	Котельная № 40				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,29	3,29	3,29	3,29
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	2,5	2,5	2,5
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	3,5	3,5	3,5
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3	2,81	2,81	2,81
10	Доля резерва/дефицита, %	91,25	85,27	85,27	85,27
12	Котельная № 42				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,69	3,69	3,69	3,69
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	2,9	2,9	2,9
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	3,7	3,7	3,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,4	3,18	3,18	3,18
10	Доля резерва/дефицита, %	92,22	86,17	86,17	86,17
13	Котельная № 43Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,39	3,39	3,39	3,39
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	3,6	3,6	3,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	3,3	3,3	3,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,14	2,93	2,93	2,93
10	Доля резерва/дефицита, %	92,57	86,48	86,48	86,48
14	Котельная № 44Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,11	2,11	2,11	2,11
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	0,4	0,4	0,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,2	2,3	2,3	2,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,95	1,79	1,79	1,79
10	Доля резерва/дефицита, %	92,18	84,8	84,8	84,8
15	Котельная № 47Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,71	2,71	2,71	2,71
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	0,7	0,7	0,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,4	0,4	0,4
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,6	2,9	2,9	2,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,49	2,31	2,31	2,31
10	Доля резерва/дефицита, %	91,77	85,07	85,07	85,07
16	Котельная № 48Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	6,96	6,96	6,96	6,96
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,8	6,6	6,6	6,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,6	0,8	0,8	0,8
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,2	4,9	4,9	4,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	6,4	6,11	6,11	6,11
10	Доля резерва/дефицита, %	92	87,81	87,81	87,81
17	Котельная № 60Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	0,78	0,78	0,78	0,78
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,1	0,2	0,2	0,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,1	0,1	0,1
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,4	0,7	0,7	0,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	0,72	0,68	0,68	0,68
10	Доля резерва/дефицита, %	92,05	87,04	87,04	87,04
18	Котельная № 61				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,55	4,55	4,55	4,55
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	1,4	5,6	5,6	5,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	2,9	2,9	2,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,21	4,02	4,02	4,02
10	Доля резерва/дефицита, %	92,59	88,4	88,4	88,4
19	Котельная № 62				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,77	4,77	4,77	4,77
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	2,7	2,7	2,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,4	0,6	0,6	0,6
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,6	4,6	4,6	4,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,41	4,13	4,13	4,13
10	Доля резерва/дефицита, %	92,43	86,65	86,65	86,65
20	Котельная № 64Н				
1	Производительность ВПУ, т/ч	9,32	9,32	9,32	9,32
2	Срок службы, лет	17	18	19	20
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	1,2	22,9	22,9	22,9
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,7	1,1	1,1	1,1
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	4,3	7	7	7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	8,64	8,23	8,23	8,23
10	Доля резерва/дефицита, %	92,7	88,29	88,29	88,29
21	Котельная № 8				
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,94	1,94	1,94	1,94
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	0,6	0,6	0,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1	2,5	2,5	2,5
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,8	1,6	1,6	1,6
10	Доля резерва/дефицита, %	92,99	82,39	82,39	82,39
22	Котельная № 13				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,71	2,71	2,71	2,71
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	3,6	3,6	3,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	3,8	3,8	3,8
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,42	2,18	2,18	2,18
10	Доля резерва/дефицита, %	89,26	80,44	80,44	80,44
23	Котельная № 22				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,5	3,5	3,5	3,5
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,7	4,3	4,3	4,3
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,2	1,7	1,7	1,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,29	3,2	3,2	3,2
10	Доля резерва/дефицита, %	93,89	91,29	91,29	91,29
24	Котельная № 25				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,62	4,62	4,62	4,62
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	3,9	3,9	3,9
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	2,9	2,9	2,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,29	4,12	4,12	4,12
10	Доля резерва/дефицита, %	92,94	89,09	89,09	89,09
25	Котельная № 27				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,63	2,63	2,63	2,63
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	1,2	1,2	1,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,2	0,2	0,2
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	1,6	1,6	1,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,51	2,41	2,41	2,41
10	Доля резерва/дефицита, %	95,36	91,54	91,54	91,54
26	Котельная № 31				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	2,2	2,2	2,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	3,6	3,6	3,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,06	2,8	2,8	2,8
10	Доля резерва/дефицита, %	92,7	84,84	84,84	84,84
27	Котельная № 32				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,91	3,91	3,91	3,91
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	2,1	2,7	2,7	2,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	3,6	3,6	3,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,67	3,41	3,41	3,41
10	Доля резерва/дефицита, %	93,86	87,27	87,27	87,27
28	Котельная № 33				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,93	3,93	3,93	3,93
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,6	2	2	2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,4	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,5	2,4	2,4	2,4
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,52	3,65	3,65	3,65
10	Доля резерва/дефицита, %	89,54	92,93	92,93	92,93
29	Котельная № 34				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,7	3,7	3,7	3,7
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,7	3,2	3,2	3,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	2,9	2,9	2,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,39	3,19	3,19	3,19
10	Доля резерва/дефицита, %	91,73	86,12	86,12	86,12
30	Котельная № 36				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,35	3,35	3,35	3,35
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	1,3	4,7	4,7	4,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	3,6	3,6	3,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,1	2,85	2,85	2,85
10	Доля резерва/дефицита, %	92,51	85	85	85
31	Котельная № 37				
1	Производительность ВПУ, т/ч	5,76	5,76	5,76	5,76
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,6	4,4	4,4	4,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,4	0,8	0,8	0,8
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,1	5,9	5,9	5,9
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	5,33	4,94	4,94	4,94
10	Доля резерва/дефицита, %	92,59	85,82	85,82	85,82
32	Котельная № 45				
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,14	4,14	4,14	4,14
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	3,1	3,1	3,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	3,5	3,5	3,5
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,84	3,66	3,66	3,66
10	Доля резерва/дефицита, %	92,83	88,46	88,46	88,46
33	Котельная № 46				
1	Производительность ВПУ, т/ч	0,87	0,87	0,87	0,87
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	0,4	0,4	0,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,1	0,1	0,1
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,4	0,7	0,7	0,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	0,8	0,74	0,74	0,74
10	Доля резерва/дефицита, %	91,61	85,42	85,42	85,42
34	Котельная № 49				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,03	2,03	2,03	2,03
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	0,2	0,2	0,2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1	2	2	2
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,89	1,76	1,76	1,76
10	Доля резерва/дефицита, %	93,15	86,54	86,54	86,54
35	Котельная № 50				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,42	3,42	3,42	3,42
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,5	1,3	1,3	1,3
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,4	0,4	0,4
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,6	2,5	2,5	2,5
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,13	2,97	2,97	2,97
10	Доля резерва/дефицита, %	91,58	86,89	86,89	86,89
36	Котельная № 51				
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,65	1,65	1,65	1,65
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,1	0,8	0,8	0,8
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,2	0,2	0,2
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	1,6	1,6	1,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,53	1,43	1,43	1,43
10	Доля резерва/дефицита, %	92,48	86,52	86,52	86,52
37	Котельная № 52				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,27	2,27	2,27	2,27
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	2,7	2,7	2,7
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	3,6	3,6	3,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,09	1,77	1,77	1,77
10	Доля резерва/дефицита, %	92,07	77,8	77,8	77,8
38	Котельная № 53				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,08	3,08	3,08	3,08
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	1,1	1,1	1,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	3,7	3,7	3,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,82	2,57	2,57	2,57
10	Доля резерва/дефицита, %	91,43	83,54	83,54	83,54
39	Котельная № 54				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,75	2,75	2,75	2,75
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	1,1	1,1	1,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	2,4	2,4	2,4
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,57	2,42	2,42	2,42
10	Доля резерва/дефицита, %	93,27	87,93	87,93	87,93
40	Котельная № 55				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,26	2,26	2,26	2,26
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	1	1	1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,2	0,3	0,3	0,3
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	2,3	2,3	2,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,08	1,94	1,94	1,94
10	Доля резерва/дефицита, %	91,95	85,85	85,85	85,85
41	Котельная № 56				
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,71	1,71	1,71	1,71
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	0,6	0,6	0,6
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,2	0,2	0,2
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	1,6	1,6	1,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,59	1,49	1,49	1,49
10	Доля резерва/дефицита, %	92,81	86,95	86,95	86,95
42	Котельная № 57				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,13	3,13	3,13	3,13
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,3	1,4	1,4	1,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	3,7	3,7	3,7
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,87	2,61	2,61	2,61
10	Доля резерва/дефицита, %	91,6	83,49	83,49	83,49
43	Котельная № 58				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,59	3,59	3,59	3,59
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-

5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	1,4	1,4	1,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2	3,6	3,6	3,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,32	3,09	3,09	3,09
10	Доля резерва/дефицита, %	92,48	86,07	86,07	86,07
44	Котельная № 59				
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,89	3,89	3,89	3,89
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,4	2	2	2
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,3	0,5	0,5	0,5
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	3,8	3,8	3,8
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,6	3,37	3,37	3,37
10	Доля резерва/дефицита, %	92,52	86,57	86,57	86,57
45	Котельная № 3				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
46	Котельная № 7				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
47	Котельная № 9				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
48	Котельная № 11				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
49	Котельная № 14				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
50	Котельная № 21				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
51	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
52	Котельная школы № 25 пос. Бабино				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
55	Котельная пос. Петряевка				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				

56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
58	Котельная пос. Горбатовка				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
59	Котельная пос. Гавриловка				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
61	Котельная пос. Желнино (Почта)				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
62	Котельная бывшее трамвайное депо				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
64	Котельная ул. Сухаренко, 10				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
65	ТЭЦ завода им. Свердлова				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
66	Теплопункт завода им. Свердлова				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
67	Котельная пос. Пыра				
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала				
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,2	2,2	2,2	2,2
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	1,2	0,1	0,1	0,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	1,1	0,1	0,1	0,1
6.2	- сверхнормативные утечки	0,1	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	7,7	1	1	1
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,14	2,06	2,06	2,06
10	Доля резерва/дефицита, %	51,82	93,82	93,82	93,82
69	Котельная пр. Ленина, 8а				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2	2	2	2
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,1	0	0	0
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0	0	0	0
6.2	- сверхнормативные утечки	0,1	0	0	0

7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0	0,3	0,3	0,3
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2	1,96	1,96	1,96
10	Доля резерва/дефицита, %	100	98,2	98,2	98,2
70	Котельная ул. Строителей, 9в				
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,2	0,1	0,1	0,1
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0	0,1	0,1	0,1
6.2	- сверхнормативные утечки	0,2	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0	0,6	0,6	0,6
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,8	2,72	2,72	2,72
10	Доля резерва/дефицита, %	100	97,07	97,07	97,07
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"				
На котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" имеется система химической водоподготовки подпиточной воды - установка умягчения. Корпус фирмы Park International, Long Beach, California, part. no RT-1047. Клапан управления 2510 ручной 1" фирмы Pentair Water France С.А. В теплосети используется мягкая вода.					
72	Котельная №42				
1	Производительность ВПУ, т/ч	8,5	8,5	8,5	8,5
2	Срок службы, лет	-	-	-	-
3	Количество баков-аккумуляторов, ед.	-	-	-	-
4	Емкость баков аккумуляторов, м3	-	-	-	-
5	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
6	Всего подпитка тепловой сети, т/ч:	0,1	0,4	0,4	0,4
6.1	- нормативные утечки теплоносителя	0,1	0,4	0,4	0,4
6.2	- сверхнормативные утечки	0	0	0	0
7	Отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем), т/ч	0	0	0	0
8	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,8	3,2	3,2	3,2
9	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	8,39	8,06	8,06	8,06
10	Доля резерва/дефицита, %	98,67	94,81	94,81	94,81

6.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

6.2.1. Фактическая подпитка тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ

Фактическая и нормативная подпитка тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ по месяцам 2023 г. приведена в таблице 88.

Таблица 88. Помесячная подпитка тепловых сетей Дзержинской ТЭЦ

Месяц	Дзержинская ТЭЦ					
	Подпитка тепловых сетей, м³/мес	Доля подпитки ТС по месяцам, %	Количество часов в месяце, ч	Нормативная подпитка м³/ч	Среднемесячная нормативная подпитка м³/мес	Фактическая подпитка тепловой сети, м³/ч
Январь	46216	9,40%	744	53,61	56 283,60	62,12
Февраль	37607	7,65%	672	53,61	60 379,20	55,96
Март	47857	9,73%	744	53,61	63 054,00	64,32
Апрель	30440	6,19%	720	53,61	48 132,00	42,28
Май	26571	5,40%	744	53,61	27 699,12	35,71
Июнь	21379	4,35%	720	53,61	28 085,04	29,69
Июль	31583	6,42%	744	53,61	40 030,18	42,45
Август	30095	6,12%	744	53,61	29 390,23	40,45
Сентябрь	40562	8,25%	720	53,61	75 821,04	56,34
Октябрь	60546	12,31%	744	53,61	43 568,64	81,38
Ноябрь	53933	10,97%	720	53,61	23 148,00	74,91
Декабрь	65043	13,22%	744	53,61	35 302,80	87,42
Итого за 2023 г.	491832	100,00%	8 760	53,61	530 893,85	56,15

Изменение фактической подпитки тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ в течение 2023 г. приведено на рисунке 56



Рисунок 56. Изменение фактической подпитки тепловой сети от Дзержинской ТЭЦ в течение 2023 г.

6.2.2. Расчет аварийной подпитки тепловых сетей

Расчет аварийной подпитки тепловых сетей от источников в целом по теплоснабжающим предприятиям произведен согласно **СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети». Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003** с учетом внутреннего объема тепловых сетей и систем теплопотребления. Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве **2% среднегодового объема воды в тепловой сети** и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями.

Подпитка тепловой сети от источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» в период 2019-2023 гг. приведена в таблице 89.

Таблица 89. Подпитка тепловой сети от источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» в пе-риод 2019-2023 гг.

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"					
Дзержинская ТЭЦ					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	737733	737733	767967	977263	599867
нормативные утечки теплоносителя в сетях	369791	369791	369791	369791	530894
сверхнормативный расход воды	367942	367942	398176	607472	68973
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 1Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3388,0	3388,0	3388,0	3388,0	5148,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	3388,0	3388,0	3388,0	3388,0	5148,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 15					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2570,9
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2570,9
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 20					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3176,0	3176,0	3176,0	3176,0	3044,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	3176,0	3176,0	3176,0	3176,0	3044,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 23					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1734,0	1734,0	1734,0	1734,0	1989,9
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1734,0	1734,0	1734,0	1734,0	1989,9
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 26Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2163,0	2163,0	2163,0	2163,0	2263,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2163,0	2163,0	2163,0	2163,0	2263,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 28					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1221,0	1221,0	1221,0	1221,0	1274,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1221,0	1221,0	1221,0	1221,0	1274,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 29Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2087,0	2087,0	2087,0	2087,0	2269,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2087,0	2087,0	2087,0	2087,0	2269,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 35					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1779,0	1779,0	1779,0	1779,0	1903,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1779,0	1779,0	1779,0	1779,0	1903,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 38Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2932,0	2932,0	2932,0	2932,0	3210,4
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2932,0	2932,0	2932,0	2932,0	3210,4
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 40					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2433,0	2433,0	2433,0	2433,0	2430,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2433,0	2433,0	2433,0	2433,0	2430,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 42					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2424,0	2424,0	2424,0	2424,0	2559,7
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2424,0	2424,0	2424,0	2424,0	2559,7
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 43Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2131,0	2131,0	2131,0	2131,0	2298,7
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2131,0	2131,0	2131,0	2131,0	2298,7
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 44Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1395,0	1395,0	1395,0	1395,0	1609,3
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1395,0	1395,0	1395,0	1395,0	1609,3
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 47Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1884,0	1884,0	1884,0	1884,0	2029,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1884,0	1884,0	1884,0	1884,0	2029,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 48Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	4702,0	4702,0	4702,0	4702,0	7148,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	4702,0	4702,0	4702,0	4702,0	7148,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 60Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	527,0	527,0	527,0	527,0	507,2
нормативные утечки теплоносителя в сетях	527,0	527,0	527,0	527,0	507,2
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 61					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2848,0	2848,0	2848,0	2848,0	4446,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2848,0	2848,0	2848,0	2848,0	4446,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 62					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3049,0	3049,0	3049,0	3049,0	3193,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	3049,0	3049,0	3049,0	3049,0	3193,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 64Н					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	5737,0	5737,0	5737,0	5737,0	9191,2
нормативные утечки теплоносителя в сетях	5737,0	5737,0	5737,0	5737,0	9191,2
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Котельная № 8					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1713,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1713,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 13					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2457,0	2457,0	2457,0	2457,0	2658,6
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2457,0	2457,0	2457,0	2457,0	2658,6
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 22					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1805,0	1805,0	1805,0	1805,0	2567,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1805,0	1805,0	1805,0	1805,0	2567,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 25					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2750,0	2750,0	2750,0	2750,0	4246,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2750,0	2750,0	2750,0	2750,0	4246,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 27					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1116,7
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1116,7
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 31					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2032,0	2032,0	2032,0	2032,0	2509,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2032,0	2032,0	2032,0	2032,0	2509,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 32					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2393,0	2393,0	2393,0	2393,0	2496,6
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2393,0	2393,0	2393,0	2393,0	2496,6
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 33					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2348,0	2348,0	2348,0	2348,0	2492,2
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2348,0	2348,0	2348,0	2348,0	2492,2
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 34					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2585,0	2585,0	2585,0	2585,0	4326,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2585,0	2585,0	2585,0	2585,0	4326,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 36					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2116,0	2116,0	2116,0	2116,0	2519,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2116,0	2116,0	2116,0	2116,0	2519,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 37					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	3605,0	3605,0	3605,0	3605,0	4097,4
нормативные утечки теплоносителя в сетях	3605,0	3605,0	3605,0	3605,0	4097,4
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 45					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2509,0	2509,0	2509,0	2509,0	2395,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2509,0	2509,0	2509,0	2509,0	2395,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 46					

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	620,0	620,0	620,0	620,0	1068,3
нормативные утечки теплоносителя в сетях	620,0	620,0	620,0	620,0	1068,3
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 49					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1174,0	1174,0	1174,0	1174,0	1370,9
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1174,0	1174,0	1174,0	1174,0	1370,9
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 50					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2428,0	2428,0	2428,0	2428,0	3777,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2428,0	2428,0	2428,0	2428,0	3777,8
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 51					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1051,0	1051,0	1051,0	1051,0	1115,4
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1051,0	1051,0	1051,0	1051,0	1115,4
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 52					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1522,0	1522,0	1522,0	1522,0	2527,6
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1522,0	1522,0	1522,0	1522,0	2527,6
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 53					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2228,0	2228,0	2228,0	2228,0	2542,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2228,0	2228,0	2228,0	2228,0	2542,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 54					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1559,0	1559,0	1559,0	1559,0	1665,5
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1559,0	1559,0	1559,0	1559,0	1665,5
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 55					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1536,0	1536,0	1536,0	1536,0	1604,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1536,0	1536,0	1536,0	1536,0	1604,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 56					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1041,0	1041,0	1041,0	1041,0	1119,2
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1041,0	1041,0	1041,0	1041,0	1119,2
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 57					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2217,0	2217,0	2217,0	2217,0	2591,7
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2217,0	2217,0	2217,0	2217,0	2591,7
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 58					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2280,0	2280,0	2280,0	2280,0	2508,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2280,0	2280,0	2280,0	2280,0	2508,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 59					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2452,0	2452,0	2452,0	2452,0	2620,3
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2452,0	2452,0	2452,0	2452,0	2620,3
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 3					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	26,0	26,0	26,0	26,0	0,0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
нормативные утечки теплоносителя в сетях	26,0	26,0	26,0	26,0	0,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 7					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	23,0	23,0	23,0	23,0	0,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	23,0	23,0	23,0	23,0	0,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 9					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	286,0	286,0	286,0	286,0	301,1
нормативные утечки теплоносителя в сетях	286,0	286,0	286,0	286,0	301,1
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 11					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 14					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная № 21					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная школы № 25 пос. Бабино					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Бабино, (Поссовет)					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная амбулатории пос. Петряевка					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Петряевка					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	174,0	174,0	174,0	174,0	174,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	174,0	174,0	174,0	174,0	174,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная школы № 16 пос. Горбатовка					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Горбатовка					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Гавриловка					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная д/с № 35 пос. Желнино					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Желнино (Почта)					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная бывшее трамвайное депо					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	660,0	660,0	660,0	660,0	660,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Горбатовка д/с №147					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная ул. Сухаренко, 10					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	5418,0	5418,0	5418,0	5418,0	5418,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	5418,0	5418,0	5418,0	5418,0	5418,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
ТЭЦ завода им. Свердлова					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	6491,0	6491,0	6491,0	6491,0	6491,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	6491,0	6491,0	6491,0	6491,0	6491,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Теплопункт завода им. Свердлова					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пос. Пыра					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	4801,0	4801,0	4801,0	4801,0	4801,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	4801,0	4801,0	4801,0	4801,0	4801,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная ул. К. Патоличева, 37а					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	896,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	896,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная пр. Ленина, 8а					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	303,0	303,0	303,0	303,0	236,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	303,0	303,0	303,0	303,0	236,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная ул. Строителей, 9в					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	695,0	695,0	695,0	695,0	557,9
нормативные утечки теплоносителя в сетях	695,0	695,0	695,0	695,0	557,9
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	193,0	193,0	193,0	193,0	193,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	193,0	193,0	193,0	193,0	193,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
ЕТО №2 АО "НОКК"					
Котельная №42					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0
нормативные утечки теплоносителя в сетях	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0
сверхнормативный расход воды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0
Сумма по г.о. Дзержинск					
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	852906	852906	883140	1092436	736747
нормативные утечки теплоносителя в сетях	852906	852906	883140	1092436	736747
сверхнормативный расход воды	367942	367942	398176	607472	68973
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0

В таблице 90 приведен расчет балансов производительности ВПУ в аварийных режимах систем теплоснабжения от источников тепловой энергии МО ГО «Город Дзержинск».

Таблица 90. Баланс производительности ВПУ в аварийных режимах

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
ЕТО № 1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"						
1	Дзержинская ТЭЦ					
1	Производительность ВПУ, т/ч	500,0	500,0	500,0	500,0	100,0
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	2000,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	894,7	894,7	894,7	1052,7	795,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	439,7	439,7	439,7	429,1	46,4
6	Доля резерва/дефицита, %	87,9	87,9	87,9	85,8	46,4
2	Котельная № 1Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,6	2,6	2,6	3,3	3,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,7	4,7	4,7	4,5	4,5
6	Доля резерва/дефицита, %	90,6	90,6	90,6	88,1	88,1
3	Котельная № 15					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	1,3	1,3	1,7	1,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
6	Доля резерва/дефицита, %	91,6	91,6	91,6	89,4	89,4
4	Котельная № 20					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,7	2,7	2,7	4,4	4,4
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,0	4,0	4,0	3,8	3,8

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
6	Доля резерва/дефицита, %	91,4	91,4	91,4	86,2	86,2
5	Котельная № 23					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,5	1,5	1,5	2,9	2,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,6	2,6	2,6	2,4	2,4
6	Доля резерва/дефицита, %	92,7	92,7	92,7	85,8	85,8
6	Котельная № 26Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	1,9	1,9	3,3	3,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,0	3,0	3,0	2,8	2,8
6	Доля резерва/дефицита, %	92,2	92,2	92,2	86,3	86,3
7	Котельная № 28					
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,0	1,0	1,0	1,8	1,8
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6
6	Доля резерва/дефицита, %	92,1	92,1	92,1	86,2	86,2
8	Котельная № 29Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	1,8	1,8	3,3	3,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,9	2,9	2,9	2,7	2,7
6	Доля резерва/дефицита, %	92,3	92,3	92,3	85,8	85,8
9	Котельная № 35					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,5	1,5	1,5	2,7	2,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5
6	Доля резерва/дефицита, %	92,7	92,7	92,7	86,8	86,8
10	Котельная № 38Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,5	2,5	2,5	4,6	4,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,4	4,4	4,4	4,1	4,1
6	Доля резерва/дефицита, %	92,7	92,7	92,7	86,5	86,5
11	Котельная № 40					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	2,1	2,1	3,5	3,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,0	3,0	3,0	2,8	2,8
6	Доля резерва/дефицита, %	91,2	91,2	91,2	85,3	85,3
12	Котельная № 42					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	2,1	2,1	3,7	3,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,4	3,4	3,4	3,2	3,2
6	Доля резерва/дефицита, %	92,2	92,2	92,2	86,2	86,2
13	Котельная № 43Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	1,8	1,8	3,3	3,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	2,9	2,9
6	Доля резерва/дефицита, %	92,6	92,6	92,6	86,5	86,5
14	Котельная № 44Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,2	1,2	1,2	2,3	2,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8
6	Доля резерва/дефицита, %	92,2	92,2	92,2	84,8	84,8
15	Котельная № 47Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,6	1,6	1,6	2,9	2,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,5	2,5	2,5	2,3	2,3
6	Доля резерва/дефицита, %	91,8	91,8	91,8	85,1	85,1
16	Котельная № 48Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,2	3,2	3,2	4,9	4,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	6,4	6,4	6,4	6,1	6,1
6	Доля резерва/дефицита, %	92,0	92,0	92,0	87,8	87,8
17	Котельная № 60Н					
1	Производительность ВПУ, т/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
6	Доля резерва/дефицита, %	92,1	92,1	92,1	87,0	87,0
18	Котельная № 61					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	1,8	1,8	2,9	2,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,2	4,2	4,2	4,0	4,0
6	Доля резерва/дефицита, %	92,6	92,6	92,6	88,4	88,4
19	Котельная № 62					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,6	2,6	2,6	4,6	4,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,4	4,4	4,4	4,1	4,1
6	Доля резерва/дефицита, %	92,4	92,4	92,4	86,7	86,7
20	Котельная № 64Н					

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
1	Производительность ВПУ, т/ч	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	4,3	4,3	4,3	7,0	7,0
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	8,6	8,6	8,6	8,2	8,2
6	Доля резерва/дефицита, %	92,7	92,7	92,7	88,3	88,3
21	Котельная № 8					
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,0	1,0	1,0	2,5	2,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6
6	Доля резерва/дефицита, %	93,0	93,0	93,0	82,4	82,4
22	Котельная № 13					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	2,1	2,1	3,8	3,8
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,4	2,4	2,4	2,2	2,2
6	Доля резерва/дефицита, %	89,3	89,3	89,3	80,4	80,4
23	Котельная № 22					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,2	1,2	1,2	1,7	1,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2
6	Доля резерва/дефицита, %	93,9	93,9	93,9	91,3	91,3
24	Котельная № 25					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	1,9	1,9	2,9	2,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	4,3	4,3	4,3	4,1	4,1
6	Доля резерва/дефицита, %	92,9	92,9	92,9	89,1	89,1
25	Котельная № 27					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4
6	Доля резерва/дефицита, %	95,4	95,4	95,4	91,5	91,5
26	Котельная № 31					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	1,7	1,7	3,6	3,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	2,8	2,8
6	Доля резерва/дефицита, %	92,7	92,7	92,7	84,8	84,8
27	Котельная № 32					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	1,7	1,7	3,6	3,6

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,7	3,7	3,7	3,4	3,4
6	Доля резерва/дефицита, %	93,9	93,9	93,9	87,3	87,3
28	Котельная № 33					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,5	3,5	3,5	2,4	2,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,5	3,5	3,5	3,7	3,6
6	Доля резерва/дефицита, %	89,5	89,5	89,5	92,9	92,5
29	Котельная № 34					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,7	1,7	1,7	2,9	2,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,4	3,4	3,4	3,2	3,2
6	Доля резерва/дефицита, %	91,7	91,7	91,7	86,1	86,1
30	Котельная № 36					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,8	1,8	1,8	3,6	3,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	2,8	2,8
6	Доля резерва/дефицита, %	92,5	92,5	92,5	85,0	85,0
31	Котельная № 37					
1	Производительность ВПУ, т/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	3,1	3,1	3,1	5,9	5,9
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	5,3	5,3	5,3	4,9	4,9
6	Доля резерва/дефицита, %	92,6	92,6	92,6	85,8	85,8
32	Котельная № 45					
1	Производительность ВПУ, т/ч	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	2,1	2,1	3,5	3,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7
6	Доля резерва/дефицита, %	92,8	92,8	92,8	88,5	88,5
33	Котельная № 46					
1	Производительность ВПУ, т/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
6	Доля резерва/дефицита, %	91,6	91,6	91,6	85,4	85,4
34	Котельная № 49					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8
6	Доля резерва/дефицита, %	93,2	93,2	93,2	86,5	86,5
35	Котельная № 50					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,6	1,6	1,6	2,5	2,5
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0
6	Доля резерва/дефицита, %	91,6	91,6	91,6	86,9	86,9
36	Котельная № 51					
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
6	Доля резерва/дефицита, %	92,5	92,5	92,5	86,5	86,5
37	Котельная № 52					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	1,3	1,3	3,6	3,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,1	2,1	2,1	1,8	1,8
6	Доля резерва/дефицита, %	92,1	92,1	92,1	77,8	77,8
38	Котельная № 53					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	1,9	1,9	3,7	3,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,6	2,6
6	Доля резерва/дефицита, %	91,4	91,4	91,4	83,5	83,5
39	Котельная № 54					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	1,3	1,3	2,4	2,4
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,6	2,6	2,6	2,4	2,4
6	Доля резерва/дефицита, %	93,3	93,3	93,3	87,9	87,9
40	Котельная № 55					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,3	1,3	1,3	2,3	2,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9
6	Доля резерва/дефицита, %	91,9	91,9	91,9	85,9	85,9
41	Котельная № 56					
1	Производительность ВПУ, т/ч	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
6	Доля резерва/дефицита, %	92,8	92,8	92,8	87,0	87,0
42	Котельная № 57					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	1,9	1,9	1,9	3,7	3,7
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,9	2,9	2,9	2,6	2,6
6	Доля резерва/дефицита, %	91,6	91,6	91,6	83,5	83,5

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
43	Котельная № 58					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,0	2,0	2,0	3,6	3,6
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,3	3,3	3,3	3,1	3,1
6	Доля резерва/дефицита, %	92,5	92,5	92,5	86,1	86,1
44	Котельная № 59					
1	Производительность ВПУ, т/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	2,1	2,1	2,1	3,8	3,8
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4
6	Доля резерва/дефицита, %	92,5	92,5	92,5	86,6	86,6
45	Котельная № 3					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
46	Котельная № 7					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
47	Котельная № 9					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
48	Котельная № 11					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
49	Котельная № 14					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
50	Котельная № 21					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
51	Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
52	Котельная школы № 25 пос. Бабино					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
53	Котельная пос. Бабино, (Поссовет)					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
55	Котельная пос. Петряевка					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
56	Котельная школы № 16 пос. Горбатовка					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
57	Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
58	Котельная пос. Горбатовка					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
59	Котельная пос. Гавриловка					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
60	Котельная д/с № 35 пос. Желнино					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
61	Котельная пос. Желнино (Почта)					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
62	Котельная бывшее трамвайное депо					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
64	Котельная ул. Сухаренко, 10					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
65	ТЭЦ завода им. Свердлова					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
66	Теплопункт завода им. Свердлова					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					

№ п/п	Показатель	Величина показателя				
		2019	2020	2021	2022	2023
67	Котельная пос. Пыра					
	ВПУ на котельной отсутствует, подпитка осуществляется из водоканала					
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	7,7	7,7	7,7	1,0	1,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	1,1	1,1	1,1	2,1	2,0
6	Доля резерва/дефицита, %	51,8	51,8	51,8	93,8	91,9
69	Котельная пр. Ленина, 8а					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
6	Доля резерва/дефицита, %	100,0	100,0	100,0	98,2	97,6
70	Котельная ул. Строителей, 9в					
1	Производительность ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
6	Доля резерва/дефицита, %	100,0	100,0	100,0	97,1	96,0
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"					
	На котельной ГБУ ОСРЦИ "Пушкино" имеется система химической водоподготовки подпиточной воды - установка умягчения. Корпус фирмы Park International, Long Beach, California, part. no RT-1047. Клапан управления 2510 ручной 1" фирмы Pentair Water France C.A. В теплосети используется мягкая вода.					
	ЕТО № 2 АО "НОКК"					
72	Котельная №42					
1	Производительность ВПУ, т/ч	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
2	Количество баков-аккумуляторов, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Емкость баков аккумуляторов, м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	0,8	0,8	0,8	3,2	3,2
5	Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ, т/ч	8,4	8,4	8,4	8,1	8,1
6	Доля резерва/дефицита, %	98,7	98,7	98,7	94,8	94,8

6.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы, существенных изменений в балансах производительности водоподготовительных установок на котельных и ТЭЦ ГО «Город Дзержинск» не произошло.

Мероприятия по техническому перевооружению и модернизации водоподготовительных установок на котельных и ТЭЦ ГО «Город Дзержинск» за данный период не производились.

Часть 7. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

7.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива источников тепловой энергии городского округа город Дзержинск является природный газ, в котельной пос. Пыра основным видом топлива является мазут.

Резервное топливо (мазут) используется только на Дзержинской ТЭЦ. Аварийное топливо источников тепловой энергии ГО «Город Дзержинск» отсутствует.

Описание видов и количества используемого основного топлива для Дзержинской ТЭЦ ГО «Город Дзержинск» за период 2019 – 2023 гг. приведено в таблице 91.

Таблица 91. Топливные балансы Дзержинской ТЭЦ

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.н. т., тыс. м3	Приход топлива за год, т.н.т., тыс. м3	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т.н.т.,	Низшая теплота сгорания, (ккал/нм3) ккал/кг
			Всего, т.н. т., тыс. м3	в т.ч. на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натур.	услов.		
2019							
Газ	0	514 865	514 865	514 865	600 046	0	8 149
Мазут	21 823	0	0	0	0	21 823	-
Итого	21 823	514 865	514 865	514 865	600 046	21 823	-
2020							
Газ	0	494 229	494 229	494 229	578 545	0	8 194
Мазут	21 823	0	733	733	946	21 090	9 039
Итого	21 823	494 229	494 962	494 962	579 491	21 090	-
2021							
Газ	0	505 398	505 398	505 398	400 106	0	8 172
Мазут	21 090	0	0	9	19	21 037	9 035
Итого	-	505 398	189 910	189 919	400 125	21 037	-
2022							
Газ	-	482 636	482 636	482 636	569 334	-	8257
Мазут	21 307	0	1 668	89	111	19 369	8775
Итого		482 636	484 304	482 725	569 445		
2023							
Газ	-	514 287	514 287	514 287	605 466	-	8241
Мазут	19 369	5899	16 256	1011	1289	9 012	8926
Итого		520 186	530 543	515 298	606 755		

Описание видов и количества используемого основного топлива для котельных МО ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. приведено в таблице 92.

Таблица 92. Топливные балансы Дзержинской ТЭЦ

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.н. т., тыс. м3	Приход топлива за год, т.н. т., тыс. м³	Израсходовано топлива за год		Остаток топлива, т.н.т.	Низшая теплота сгорания, (ккал/нм³) ккал/кг
			натур., т.н.т., тыс. м³	услов., т.у.т.		
Котельная № 1Н						
Газ	0	2672,2	2266,49	2672,2	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2672,2	2266,49	2672,2	0	8194
Котельная № 15						
Газ	0	1828,38	1550,79	1828,38	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1828,38	1550,79	1828,38	0	8194
Котельная № 20						
Газ	0	2204,23	1869,57	2204,23	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2204,23	1869,57	2204,23	0	8194
Котельная № 23						
Газ	0	1269,33	1076,62	1269,33	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1269,33	1076,62	1269,33	0	8194
Котельная № 26Н						
Газ	0	1715,93	1455,41	1715,93	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1715,93	1455,41	1715,93	0	8194
Котельная № 28						
Газ	0	1175,27	996,84	1175,27	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1175,27	996,84	1175,27	0	8194
Котельная № 29Н						
Газ	0	1882,18	1596,42	1882,18	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1882,18	1596,42	1882,18	0	8194
Котельная № 35						
Газ	0	1570,99	1332,47	1570,99	0	8194

Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1570,99	1332,47	1570,99	0	8194
Котельная № 38Н						
Газ	0	2222,8	1885,33	2222,8	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2222,8	1885,33	2222,8	0	8194
Котельная № 40						
Газ	0	1869,47	1585,64	1869,47	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1869,47	1585,64	1869,47	0	8194
Котельная № 42						
Газ	0	2073,46	1758,66	2073,46	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2073,46	1758,66	2073,46	0	8194
Котельная № 43Н						
Газ	0	1790,86	1518,96	1790,86	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1790,86	1518,96	1790,86	0	8194
Котельная № 44Н						
Газ	0	937,15	794,87	937,15	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	937,15	794,87	937,15	0	8194
Котельная № 47Н						
Газ	0	1397,95	1185,71	1397,95	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1397,95	1185,71	1397,95	0	8194
Котельная № 48Н						
Газ	0	4261,66	3614,64	4261,66	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	4261,66	3614,64	4261,66	0	8194
Котельная № 60Н						
Газ	0	498,1	422,47	498,1	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	498,1	422,47	498,1	0	8194

Котельная № 61						
Газ	0	2365,58	2006,43	2365,58	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2365,58	2006,43	2365,58	0	8194
Котельная № 62						
Газ	0	2492,74	2114,29	2492,74	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2492,74	2114,29	2492,74	0	8194
Котельная № 64Н						
Газ	0	2874,77	2438,31	2874,77	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2874,77	2438,31	2874,77	0	8194
Котельная № 8						
Газ	0	1139,21	966,25	1139,21	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1139,21	966,25	1139,21	0	8194
Котельная № 13						
Газ	0	1922,24	1630,4	1922,24	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1922,24	1630,4	1922,24	0	8194
Котельная № 22						
Газ	0	1609,37	1365,03	1609,37	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1609,37	1365,03	1609,37	0	8194
Котельная № 25						
Газ	0	2219,99	1882,95	2219,99	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2219,99	1882,95	2219,99	0	8194
Котельная № 27						
Газ	0	876,99	743,84	876,99	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	876,99	743,84	876,99	0	8194
Котельная № 31						
Газ	0	1519,52	1288,82	1519,52	0	8194

Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1519,52	1288,82	1519,52	0	8194
Котельная № 32						
Газ	0	2144,03	1818,51	2144,03	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2144,03	1818,51	2144,03	0	8194
Котельная № 33						
Газ	0	2441,94	2071,19	2441,94	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2441,94	2071,19	2441,94	0	8194
Котельная № 34						
Газ	0	2168,63	1839,38	2168,63	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2168,63	1839,38	2168,63	0	8194
Котельная № 36						
Газ	0	1731,19	1468,35	1731,19	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1731,19	1468,35	1731,19	0	8194
Котельная № 37						
Газ	0	3421,82	2902,3	3421,82	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	3421,82	2902,3	3421,82	0	8194
Котельная № 45						
Газ	0	2299,13	1950,07	2299,13	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2299,13	1950,07	2299,13	0	8194
Котельная № 46						
Газ	0	698,15	592,15	698,15	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	698,15	592,15	698,15	0	8194
Котельная № 49						
Газ	0	827,2	701,61	827,2	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	827,2	701,61	827,2	0	8194

Котельная № 50						
Газ	0	1958,11	1660,82	1958,11	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1958,11	1660,82	1958,11	0	8194
Котельная № 51						
Газ	0	870,84	738,62	870,84	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	870,84	738,62	870,84	0	8194
Котельная № 52						
Газ	0	1398,67	1186,32	1398,67	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1398,67	1186,32	1398,67	0	8194
Котельная № 53						
Газ	0	1711,61	1451,75	1711,61	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1711,61	1451,75	1711,61	0	8194
Котельная № 54						
Газ	0	1097,16	930,58	1097,16	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1097,16	930,58	1097,16	0	8194
Котельная № 55						
Газ	0	1259,29	1068,1	1259,29	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1259,29	1068,1	1259,29	0	8194
Котельная № 56						
Газ	0	1057,78	897,18	1057,78	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1057,78	897,18	1057,78	0	8194
Котельная № 57						
Газ	0	1763,96	1496,15	1763,96	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1763,96	1496,15	1763,96	0	8194
Котельная № 58						
Газ	0	1986,87	1685,22	1986,87	0	8194

Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1986,87	1685,22	1986,87	0	8194
Котельная № 59						
Газ	0	1966,41	1667,86	1966,41	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	1966,41	1667,86	1966,41	0	8194
Котельная № 3						
Газ	0	39,74	34,32	39,74	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	39,74	34,32	39,74	0	8194
Котельная № 7						
Газ	0	133,621	116,19	133,621	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	133,621	116,19	133,621	0	8194
Котельная № 9						
Газ	0	169,963	147,79	169,963	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	169,963	147,79	169,963	0	8194
Котельная № 11						
Газ	0	26,839	23,34	26,839	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	26,839	23,34	26,839	0	8194
Котельная № 14						
Газ	0	22,395	19,47	22,395	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	22,395	19,47	22,395	0	8194
Котельная № 21						
Газ	0	16,673	14,5	16,673	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	16,673	14,5	16,673	0	8194
Котельная общежития по ул. Гастелло, 4 А						
Газ	0	12,908	11,22	12,908	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	12,908	11,22	12,908	0	8194

Котельная школы № 25 пос. Бабино						
Газ	0	56,089	48,77	56,089	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	56,089	48,77	56,089	0	8194
Котельная пос. Бабино, (Поссовет)						
Газ	0	67,367	58,58	67,367	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	67,367	58,58	67,367	0	8194
Котельная амбулатории пос. Петряевка						
Газ	0	9,757	8,48	9,757	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	9,757	8,48	9,757	0	8194
Котельная пос. Петряевка						
Газ	0	174,647	151,87	174,647	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	174,647	151,87	174,647	0	8194
Котельная школы № 16 пос. Горбатовка						
Газ	0	98,126	85,33	98,126	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	98,126	85,33	98,126	0	8194
Котельная пос. Горбатовка (Поссовет)						
Газ	0	74,387	64,68	74,387	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	74,387	64,68	74,387	0	8194
Котельная пос. Горбатовка						
Газ	0	15,861	13,79	15,861	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	15,861	13,79	15,861	0	8194
Котельная пос. Гавриловка						
Газ	0	10,119	8,8	10,119	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	10,119	8,8	10,119	0	8194
Котельная д/с № 35 пос. Желнино						
Газ	0	29,461	25,62	29,461	0	8194

Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	29,461	25,62	29,461	0	8194
Котельная пос. Желнино (Почта)						
Газ	0	3,496	3,04	3,496	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	3,496	3,04	3,496	0	8194
Котельная бывшее трамвайное депо						
Газ	0	65,249	56,74	65,249	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	65,249	56,74	65,249	0	8194
Котельная пос. Горбатовка д/с №147						
Газ	0	63,206	54,96	63,206	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	63,206	54,96	63,206	0	8194
Котельная ул. Сухаренко, 10						
Газ	0	2012,83	1750,28	2012,83	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	2012,83	1750,28	2012,83	0	8194
ТЭЦ завода им. Свердлова						
Газ	0	125112	109748	125112	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	125112	109748	125112	0	8194
Теплопункт завода им. Свердлова						
Газ	0	0	0	0	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	0	0	0	0	8194
Котельная пос. Пыра						
Газ	0	399	347	399	0	8194
Мазут	0	812	593	812	0	9039
Итого	0	1211	940	1211	0	-
Котельная ул. К. Патоличева, 37а						
Газ	0	355	303,3	355	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	355	303,3	355	0	8194

Котельная пр. Ленина, 8а						
Газ	0	131	111,9	131	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	131	111,9	131	0	8194
Котельная ул. Строителей, 9в						
Газ	0	981	838,1	981	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	981	838,1	981	0	8194
Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"						
Газ	0	245,16	213,18	245,16	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	245,16	213,18	245,16	0	8194
Котельная №42						
Газ	0	793,7	678,1	793,7	0	8194
Мазут	0	0	0	0	0	-
Итого	0	793,7	678,1	793,7	0	8194

Нормативы удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от Дзержинской ТЭЦ, утвержденные приказом Минэнерго России № 915 от 22 октября 2018 г. на период 2019 – 2023 гг. приведены на рисунке 57

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «22» октября 2018 г. № 915

НОРМАТИВЫ
удельного расхода топлива при производстве электрической энергии,
а также нормативы удельного расхода топлива при производстве
тепловой энергии источниками тепловой энергии в режиме
комбинированной выработки электрической и тепловой
энергии с установленной мощностью производства
электрической энергии 25 мегаватт и более
на 2019 – 2023 годы

№ п/п	Организация	Нормативы удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, а также нормативы удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более на 2019 – 2023 годы	
		на отпущенную электрическую энергию, г у.т./кВт·ч	на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал
12	Дзержинская ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», г. Дзержинск, Нижегородская обл.	311,0	158,0

Выписка верна:

Заместитель директора Департамента
развития электроэнергетики



П.М. Бобылев

Рисунок 57. Нормативы удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от Дзержинской ТЭЦ, утвержденные приказом Минэнерго России № 915 от 22 октября 2018 г. на период 2019 – 2023 гг.

7.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

7.2.1. Описание видов резервного и аварийного топлива

На основании Постановления Госплана СССР от 12.01.1971 № 2 на Дзержинской ТЭЦ ПАО «Т Плюс» до 1983 г. основным видом топлива являлся топочный мазут марки М-100, в качестве резервного топлива использовался природный газ. На основании письма Госплана СССР от 01.06.1983 «О топливном режиме» в качестве основного вида топлива разрешено использовать природный газ. Газоснабжение котлов ТЭЦ осуществляется от двух общестанционных ГРП: ГРП-1 (125 000 м³/час) и ГРП-2 (400 000 м³/час).

Схема внутриплощадочных газопроводов выполнена таким образом, что подача газа на котлы может осуществляться от одного (любого) ГРП, от обоих – при параллельной их работе, обоих – при раздельной схеме. В качестве резервного топлива Дзержинской ТЭЦ используется топочный мазут. На мазутном хозяйстве № 1 имеются мазутное хранилище с железобетонными резервуарами № 1, 2 емкостью по 5 000 м³ и № 3, 4, 5, 6 по 10 000 м³ каждый; мазутная насосная № 1; магистральные паромазутопроводы от мазутонасосной № 1 до котлотурбинного цеха. Схема мазутного хозяйства № 1: двухступенчатая совмещенная, в которой контуры подачи мазута в котельную, циркуляционного разогрева и перемешивания мазута в резервуарах совмещены. В этой схеме насосами 1-го подъема 6НК9х1 (первая ступень) осуществляется подача мазута к насосам 2-го подъема 5Н5х4 (вторая ступень) через подогреватели мазута ПМ 10-120, фильтры мазута ФМ 10-120-40 на циркуляционный разогрев и перемешивание мазута в резервуарах. Подача мазута к котлам производится насосами 1-ого и 2-ого подъемов. Мазутонасосная № 1 может работать по раздельной схеме, в которой контуры подачи мазута в котельную, циркуляционного разогрева и перемешивания мазута разделены. Для этого выделяются мазутный насос № 1 или № 3 1-ого подъема и подогреватель мазута № 1 или № 3, в зависимости от того, в каком резервуаре необходимо разогревать мазут.

Приемно-сливное устройство включает: сливную эстакаду, рассчитанную на постановку одновременно 50-ти четырехосных цистерн; межрельсовые подземные сливные лотки; гидрозатворы и фильтр-сетки с ячейками 10х10 мм (фильтры грубой очистки), расположенные в каналах; шандоры для отключения сливных лотков от приёмных резервуаров; подземные приемные резервуары по 600 м³ каждый.

Основным видом топлива 46 котельных ООО «Нижегородтеплогаз» является природный газ. Газоснабжение котельных производится от газопровода среднего давления. Для снижения давления газа предусмотрены ГРУ.

В качестве основного топлива котельных МУП «ДзержинскЭнерго» используется природный газ. Газоснабжение котельных производится от газопровода среднего давления. Поставка природного газа – основного вида топлива котельной ул. Сухаренко, 10, осуществляется через городскую сеть газоснабжения.

Основным видом топлива с 2023 года котельной пос. Пыра МУП «Дзержинск-Энерго» является природный газ. Доставка мазута осуществляется автомобильным транспортом.

7.2.2. Расчет норматива эксплуатационного запаса топлива и общего нормативного запаса топлива по Дзержинской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Основной вид топлива, сжигаемый на Дзержинской ТЭЦ – природный газ.

Резервное топливо – топочный мазут М100, используется при ограничении подачи газа.

Состав основного оборудования Дзержинской ТЭЦ:

- энергетические котлы типа ТП-80 – 1 шт., БКЗ-420-140-ПГМ – 2 шт., БКЗ-420-140-НГМ – 3 шт. Давление перегретого пара 135 кгс/см², температура 550 °С. Суммарная паропроизводительность котлов - 2520 т/ч.

- турбины – ПТ-65/75-130/13, ПТ-80/100-130/13, Т-100/120-130-3 и ПТ-135/165-130/15. Давление пара перед турбинами 130 кг/см², температура 545 °С. Установленная тепловая мощность по турбоагрегатам 804 Гкал/ч;

- газотурбинная установка (ГТУ) V94.2. Установленная электрическая мощность – 150 МВт;

- паровая Т-30/45-1,45 теплофикационная. Давление пара перед турбиной 14,5 кг/см², температура 275 °С. Установленная тепловая мощность – 125 Гкал/ч.

- Пиковые водогрейные котлы ПТВМ-180 – 2 шт., Eurotherm-40-150 – 1 шт.

Для обеспечения потребителей паром 40 ата на Дзержинской ТЭЦ установлены 3 РОУ 140/40, общей производительностью 180 т/ч. Кроме того, для резервирования П-отборов турбоагрегатов установлены 2 РОУ 140/16 общей производительностью 320 т/ч.

Установленная электрическая мощность: 565 МВт.

Установленная тепловая мощность: 1138,4 Гкал, в том числе ПВК – 34,4 Гкал.

Объемы производства электрической и тепловой энергии на 2022 год:

Выработка электрической энергии - 1 590,123 млн. кВт*ч

В том числе ПГУ – 1 364,666 млн. кВт*ч

Отпуск тепловой энергии с коллекторов – 1 128,930 тыс. Гкал

В том числе с сетевой водой – 911,039 тыс. Гкал

От ПВК – 0 тыс. Гкал

Структура и качество сжигаемого топлива за 2022 год приведена в таблице 93.

Таблица 93. Структура и качество сжигаемого топлива за 2022 год по Дзержинской ТЭЦ

Вид топлива	% в топливном балансе	Расход топлива, т.у.т.	Калорийность, ккал/нм ³ (ккал/кг)
Природный газ	99,98%	605 466	8257
Мазут	0,02%	1289	8775

В таблице 94 приведены нормативы запасов топлива по Дзержинской ТЭЦ на 2023 г.

Таблица 94. Нормативы запасов топлива по Дзержинской ТЭЦ

Вид топлива	Значение показателей, тыс. тонн				
	ННЗТ	НЗВТ	НЭЗТ	ОНЗТ	НЗАТ
Мазут	41,532	-	22,526	64,058	-

7.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Основным топливом для источников тепловой мощности в ГО «Город Дзержинск» является природный газ, резервным – мазут.

7.4. Описание использования местных видов топлива

В ГО «Город Дзержинск» отсутствуют местные виды топлива. В схеме теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» не рассматривается возможность использования местных видов топлива.

7.5. Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения в 2023 г. приведено в таблице 95.

Таблица 95. Описание видов топлива ГО «Город Дзержинск»

№ п/п	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Расход условного топлива, т у.т.
ЕТО №1 Филиал "Нижегородский" ПАО "Т Плюс"				
1	Дзержинская ТЭЦ	Газ/мазут	8290	600 046
ООО "Нижегородтеплогаз"				
Восточный ТСР				
2	Котельная № 1Н	Газ	8290	2672,2
3	Котельная № 15	Газ	8290	1828,38
4	Котельная № 20	Газ	8290	2204,23
5	Котельная № 23	Газ	8290	1269,33
6	Котельная № 26Н	Газ	8290	1715,93
7	Котельная № 28	Газ	8290	1175,27
8	Котельная № 29Н	Газ	8290	1882,18
9	Котельная № 35	Газ	8290	1570,99
10	Котельная № 38Н	Газ	8290	2222,8
11	Котельная № 40	Газ	8290	1869,47
12	Котельная № 42	Газ	8290	2073,46
13	Котельная № 43Н	Газ	8290	1790,86
14	Котельная № 44Н	Газ	8290	937,15
15	Котельная № 47Н	Газ	8290	1397,95
16	Котельная № 48Н	Газ	8290	4261,66
17	Котельная № 60Н	Газ	8290	498,1
18	Котельная № 61	Газ	8290	2365,58
19	Котельная № 62	Газ	8290	2492,74
20	Котельная № 64Н	Газ	8290	2874,77
Западный ТСР				
21	Котельная № 8	Газ	8290	1139,21
22	Котельная № 13	Газ	8290	1922,24
23	Котельная № 22	Газ	8290	1609,37
24	Котельная № 25	Газ	8290	2219,99
25	Котельная № 27	Газ	8290	876,99
26	Котельная № 31	Газ	8290	1519,52
27	Котельная № 32	Газ	8290	2144,03
28	Котельная № 33	Газ	8290	2441,94
29	Котельная № 34	Газ	8290	2168,63
30	Котельная № 36	Газ	8290	1731,19
31	Котельная № 37	Газ	8290	3421,82
32	Котельная № 45	Газ	8290	2299,13
33	Котельная № 46	Газ	8290	698,15

34	Котельная № 49	Газ	8290	827,2
35	Котельная № 50	Газ	8290	1958,11
36	Котельная № 51	Газ	8290	870,84
37	Котельная № 52	Газ	8290	1398,67
38	Котельная № 53	Газ	8290	1711,61
39	Котельная № 54	Газ	8290	1097,16
40	Котельная № 55	Газ	8290	1259,29
41	Котельная № 56	Газ	8290	1057,78
42	Котельная № 57	Газ	8290	1763,96
43	Котельная № 58	Газ	8290	1986,87
44	Котельная № 59	Газ	8290	1966,41
МУП «ДзержинскЭнерго»				
45	Котельная № 3	Газ	8290	39,741
46	Котельная № 7	Газ	8290	133,621
47	Котельная № 9	Газ	8290	169,963
48	Котельная № 11	Газ	8290	26,839
49	Котельная № 14	Газ	8290	22,395
50	Котельная № 21	Газ	8290	16,673
51	Котельная общежития по ул. Га-стелло, 4 А	Газ	8290	12,908
52	Котельная школы № 25 пос. Ба-бино	Газ	8290	56,089
53	Котельная пос. Бабино, (Поссо-вет)	Газ	8290	67,367
54	Котельная амбулатории пос. Петряевка	Газ	8290	9,757
55	Котельная пос. Петряевка	Газ	8290	174,647
56	Котельная школы № 16 пос. Гор-батовка	Газ	8290	98,126
57	Котельная пос. Горбатовка (Пос-совет)	Газ	8290	74,387
58	Котельная пос. Горбатовка	Газ	8290	15,861
59	Котельная пос. Гавриловка	Газ	8290	10,119
60	Котельная д/с № 35 пос. Жел-нино	Газ	8290	29,461
61	Котельная пос. Желнино (Почта)	Газ	8290	3,496
62	Котельная бывшее трамвайное депо	Газ	8290	65,249
63	Котельная пос. Горбатовка д/с №147	Газ	8290	63,206
64	Котельная ул. Сухаренко, 10	Газ	8290	2012,827
65	Котельная пос. Пыра	Газ	8290	399
ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»				
66	ТЭЦ завода им. Свердлова	Газ	8290	129258
67	Теплопункт завода им. Сверд-лова	пар от ТЭЦ	-	-
ООО «Дзержинсктеплогаз»				
68	Котельная ул. К. Патоличева, 37а	Газ	8290	355
69	Котельная пр. Ленина, 8а	Газ	8290	131
70	Котельная ул. Строителей, 9в	Газ	8290	981
ГБУ ОСРЦИ "Пушкино"				
71	Котельная ГБУ ОСРЦИ "Пуш-кино"	Газ	8290	245,16
ЕТО № 2. АО «НОКК»				
72	Котельная №42	Газ	8290	793,7

7.6. Описание преобладающего в МО ГО «Город Дзержинск» вида

**топлива,
определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения,
находящихся в МО ГО «Город Дзержинск»**

Преобладающим видом топлива на источниках тепловой энергии в ГО «Город Дзержинск» в настоящее время и на перспективный период **2023 – 2034** гг. будет оставаться природный газ.

На природный газ в ГО «Город Дзержинск» будет приходиться 100,0 % суммарного топливопотребления на энергетические нужды к **2034** г.

**7.7. Описание приоритетного направления развития
топливного баланса МО ГО «Город Дзержинск»**

Исходя из структуры топливного баланса ГО «Город Дзержинск», приоритетным направлением развития топливного баланса остается использование природного газа на источниках тепловой энергии в перспективном периоде 2023 – 2034 гг.

7.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск», существенных изменений в топливных балансах источников тепловой энергии не произошло.

Часть 8. Надежность теплоснабжения

8.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Расчет показателей надежности выполнялся с помощью программно-расчетного комплекса ZuluThermo.

Данные потоков отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. приведены в п. 3.9 Главы 1.

8.2. Частота отключений потребителей

Описание показателей надежности систем теплоснабжения осуществлено на основании данных, предоставленных теплоснабжающей организацией, о повреждениях тепловых сетей.

Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей источников тепловой энергии в ГО «Город Дзержинск» за 2019-2023 годы приведены в таблице 96

Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей отопления источников тепловой энергии в ГО «Город Дзержинск» за 2019-2023 годы приведены в таблице 97

Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей горячего водоснабжения источников тепловой энергии в ГО «Город Дзержинск» за 2019-2023 годы приведены в таблице 98.

Таблица 96. Статистика интенсивности отказов в магистральных сетях источников централизованного теплоснабжения за 2019-2023 гг.

Год	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	Количество отказов в тепловых сетях в межотопительный период без учета ГИ	Количество отказов в тепловых сетях в период ГИ	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
Дзержинская ТЭЦ							
2019	8	4	38	11	0,14	0,65	0,161
2020	12	0	21	9,5	0,2	0,36	0,108
2021	7	1	56	11,6	0,12	0,96	66,066
2022	5	0	23	9,28	0,09	0,39	0,067
2023	2	4	12	9,43	0,03	0,20	0,05

Таблица 97. Статистика интенсивности отказов в распределительных сетях источников централизованного теплоснабжения за 2019-2023 гг.

Год	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	Количество отказов в тепловых сетях в межотопительный период без учета ГИ	Количество отказов в тепловых сетях в период ГИ	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
Дзержинская ТЭЦ							
2019	135	75	139	5,93	0,87	0,89	0,05
2020	89	0	41	4,92	0,57	0,26	0,032
2021	131	17	113	6,37	0,84	0,72	0,876
2022	107	0	188	5,55	0,69	1,2	0,041
2023	69	18	123	4,58	0,30	2,06	0,05
Котельная № 1Н							
2019	2	0	4	5,33	0,38	0,77	0,024
2020	2	0	0	12,21	0,38	0	0,04

2021	2	0	1	7,17	0,38	0,19	0,092
2022	3	0	0	5,23	0,58	0	0,023
2023	4	0	0	5,56	0,078	0	0,01
Котельная № 15							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	2	0	1	5,42	0,86	0,43	0,027
2023	0	1	1	5,42	0,046	0,046	0,02
Котельная № 20							
2019	2	0	2	9	0,74	0,74	0,033
2020	3	0	0	4,31	1,1	0	0,017
2021	5	0	0	5,13	1,84	0	0,127
2022	2	0	6	4,13	0,74	2,21	0,02
2023	2	6	6	3,89	0,001	0,187	0,02
Котельная № 23							
2019	1	0	2	1,92	0,43	0,86	0,011
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	2	0	0	2,79	0,86	0	0,104
2022	1	0	0	4,56	0,43	0	0,01
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 26Н							
2019	1	0	0	6,33	0,43	0	0,022
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	2	0	0	8,42	0,85	0	0,202
2022	2	0	0	5,42	0,85	0	0,026
2023	6	0	0	4	0,307	0	0,02
Котельная № 28							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	1	0	0	13,17	0,61	0	0,188
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	2	0	4,43	0	0,074	0,02
Котельная № 29Н							
2019	3	0	1	6,36	0,65	0,22	0,02
2020	3	0	0	1,86	0,65	0	0,009
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	3	0	0	3,72	0,65	0	0,018
2023	4	0	1	3,56	0,24	0,076	0,02
Котельная № 35							
2019	7	0	0	5,01	2,3	0	0,018
2020	9	0	0	6,29	2,96	0	0,023
2021	4	0	0	3,9	1,32	0	0,087
2022	1	0	0	2,25	0,33	0	0,011
2023	5	0	0	2,41	0,105	0	0,01
Котельная № 38Н							
2019	10	0	0	8,09	1,21	0	0,037
2020	2	0	0	10,5	0,24	0	0,048
2021	6	0	4	1,79	0,73	0,49	0,057
2022	9	0	0	4,81	1,09	0	0,022
2023	13	0	1	4,15	0,44	0,006	0,02
Котельная № 40							
2019	4	0	1	4,42	1,44	0,36	0,015
2020	2	0	0	7,75	0,72	0	0,037
2021	3	0	0	4,28	1,08	0	0,047
2022	1	0	0	4,19	0,36	0	0,02
2023	0	0	2	4,2	0	0,097	0,02
Котельная № 42							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	4	0	0	3,76	1,14	0	0,015
2023	1	2	0	3,56	0,04	0,036	0,01
Котельная № 43Н							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	3,33	0	0	0
2023	1	0	0	4	0,095	0	0,02
Котельная № 44Н							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	2	0	0	3,17	1,55	0	0,014
2021	1	0	0	2	0,78	0	0,021
2022	0	0	0	4,08	0	0	0
2023	0	4	2	4,12	0	0,24	0,02
Котельная № 47Н							
2019	1	0	1	17,17	0,36	0,36	0,051
2020	3	0	0	5,92	1,07	0	0,021
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	2	0	0	5,44	0,72	0	0,031
2023	6	0	4	5,61	0,155	0,24	0,02
Котельная № 48Н							
2019	0	0	3	0	0	0,72	0
2020	3	0	0	4,56	0,72	0	0,017
2021	4	0	0	4,83	0,96	0	0,114
2022	5	0	2	5,6	1,2	0,48	0,027
2023	1	0	0	4,83	0,021	0	0,02
Котельная № 60Н							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	1	0	0	1,83	1,2	0	0,063
2022	0	0	1	0	0	1,2	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 61							
2019	4	0	0	7,35	0,78	0	0,031
2020	5	0	0	8,42	0,97	0	0,037
2021	6	0	0	7,28	1,17	0	0,106
2022	4	0	2	3,5	0,78	0,39	0,016
2023	3	0	1	3,41	0,008	0,004	0,02
Котельная № 62							
2019	1	0	2	5	0,28	0,56	0,021
2020	7	0	0	7,49	1,96	0	0,035
2021	2	0	0	3,62	0,56	0	0,077
2022	1	0	0	2,17	0,28	0	0,01
2023	3	0	2	2,15	0,204	0,16	0,02
Котельная № 64Н							
2019	25	1	19	6,95	2,41	1,83	0,032
2020	21	0	1	5,75	2,03	0,1	0,024
2021	16	0	11	3,26	1,54	1,06	0,064
2022	14	0	4	3,22	1,35	0,39	0,015
2023	5	0	0	3,47	0,108	0	0,01
Котельная № 8							
2019	3	0	0	7,92	2,24	0	0,035
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	2	0	0	1,49	0
2022	0	0	0	5,33	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 13							
2019	0	0	1	0	0	0,26	0
2020	0	0	1	0	0	0,26	0

2021	3	0	0	4,64	0,78	0	0,125
2022	3	0	0	4,4	0,78	0	0,019
2023	2	2	0	4,2	0,025	0,013	0,01
Котельная № 22							
2019	5	0	2	9,45	1,48	0,59	0,033
2020	1	0	2	3,58	0,3	0,59	0,014
2021	5	0	0	5,63	1,48	0	0,07
2022	9	0	0	4,33	2,67	0	0,017
2023	25	8	0	0	2,445	0,013	0,01
Котельная № 25							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	1	0	0	3,66	0,008	0	0,02
Котельная № 27							
2019	0	0	3	0	0	1,53	0
2020	3	0	0	10,44	1,53	0	0,036
2021	1	0	0	6,25	0,51	0	0,049
2022	4	0	0	3,01	2,04	0	0,013
2023	4	0	0	3,14	0,04	0	0,01
Котельная № 31							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	1	0	3	3,17	1,06	3,17	0,071
2022	0	0	1	7	0	1,06	0
2023	1	0	2	6,42	0,01	0,13	0,01
Котельная № 32							
2019	1	0	2	5	0,33	0,67	0,016
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	4	0	0	4,08	1,34	0	0,021
2022	2	0	0	4,33	0,67	0	0,022
2023	1	0	0	5,3	0,102	0	0,01
Котельная № 33							
2019	2	0	4	3,96	0,5	0,99	0,013
2020	3	0	0	3,19	0,74	0	0,013
2021	1	0	1	3	0,25	0,25	0,069
2022	0	0	4	2,17	0	0,99	0
2023	1	0	0	11	0,016	0	0,01
Котельная № 34							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	1	0	0	0,57	0
2021	1	0	0	3,33	0,57	0	0,123
2022	1	0	0	6	0,57	0	0,022
2023	1	0	0	6,12	0,06	0	0,01
Котельная № 36							
2019	1	0	1	4,17	0,25	0,25	0,019
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	10	0	0	5,23	2,54	0	0,085
2022	2	0	1	4,46	0,51	0,25	0,021
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 37							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	1	0	5	6	0,42	2,1	0,048
2022	0	0	2	0	0	0,84	0
2023	0	0	1	4,15	0	0,035	0,01
Котельная № 45							
2019	2	0	0	6,67	0,57	0	0,021
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	1	0	8	10,33	0,29	2,29	0,049
2022	0	0	3	0	0	0,86	0
2023	0	0	4	3,89	0	0,23	0,02
Котельная № 46							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	2	0	1	13,5	1,85	0,92	0,048
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 49							
2019	2	0	0	3,5	0,5	0	0,011
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	1	0	4	4	0,085	0,13	0,03
Котельная № 50							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	1	0	0	0,42	0
2023	1	0	0	3,55	0,025	0	0,02
Котельная № 51							
2019	2	0	0	3,54	2	0	0,02
2020	1	0	0	4,42	1	0	0,02
2021	1	0	0	5,75	1	0	0,095
2022	1	0	1	3,92	1	1	0,019
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 52							
2019	0	0	2	0	0	1,23	0
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	2	0	2	16	1,23	1,23	0,195
2022	1	0	2	7,29	0,62	1,23	0,022
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 53							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	1	5,87	0	0,033	0,01
Котельная № 54							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	3	0	0	1,82	0
2023	0	0	1	4,38	0	0,06	0,01
Котельная № 55							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 56							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	1	0	0	0,77	0
2023	0	0	1	3,85	0	0,039	0,02
Котельная № 57							
2019	0	0	2	0	0	1,31	0
2020	0	0	0	0	0	0	0

2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	1	0	0	0,65	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 58							
2019	0	0	3	0	0	1,22	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	1	0	0	0,41	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Котельная № 59							
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	3	0	2	3	0,88	0,58	0,045
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	1	0	6	6,14	0,008	0,212	0,02
Котельная №42							
2019	0	0	3	0	0	1,2	0
2020	3	0	0	5,53	1,2	0	0,022
2021	1	0	0	3,42	0,4	0	0,016
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 98. Статистика интенсивности отказов в сетях ГВС источников централизованного теплоснабжения за 2019-2023 гг.

Год	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	Количество отказов в тепловых сетях в межотопительный период без учета ГИ	Количество отказов в тепловых сетях в период ГИ	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
Дзержинская ТЭЦ							
2019	45	17	0	5,11	0,6	0	0,043
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	14	10	0	3,79	0,19	0	0,083
2022	0	30	0	0	0	0	0,059
2023	23	32	0	2,67	0,64	2,23	0,05

Котельная № 48Н							
2019	1	0	0	1,17	0,27	0	0,003
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	1	0	0	1	0,27	0	0,007
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0

8.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Результаты расчета потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений на тепловых сетях ГО «Город Дзержинск» за 2023 г. приведены в п. 3.9 – 3.10 Главы 1.

8.4. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

В 2023 году в ГО «Город Дзержинск» не было зафиксировано аварийных ситуаций, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора.

8.5. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

В 2023 году в ГО «Город Дзержинск» не было зафиксировано аварийных ситуаций, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, соответственно анализ времени восстановления таковых не предусмотрен.

Часть 9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций МО ГО «Город Дзержинск»

9.1. Общие положения

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в актуальной редакции (от 27.03.2019): Часть 10 "Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций" главы 1 содержит описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования.

Теплосетевые организации и субъекты естественных монополий в области раскрытия информации руководствуются «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» (Постановление Правительства РФ от 26.01.2023 г. №110).

Регулируемой организацией подлежит раскрытию информация:

- а) о регулируемой организации (общая информация);
- б) о ценах (тарифах) в сфере теплоснабжения на товары (услуги) регулируемой организации, подлежащих регулированию;
- в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- г) об основных потребительских характеристиках товаров, услуг регулируемой организации, цены (тарифы) в сфере теплоснабжения на которые подлежат регулированию;
- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их исполнении;
- е) о наличии (об отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о принятии и ходе рассмотрения заявок на заключение договора о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка товаров (оказание услуг) в сфере теплоснабжения, цены (тарифы) на которые подлежат регулированию, и (или) условиях договоров о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;

и) о способах приобретения, стоимости и об объемах товаров, необходимых регулируемой организации для производства товаров (оказания услуг) в сфере теплоснабжения, цены (тарифы) на которые подлежат регулированию;

к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности), содержит сведения:

а) о выручке от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с распределением по видам деятельности;

б) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:

расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;

расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;

расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт·ч), и объем приобретения электрической энергии;

расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;

расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе;

расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала;

расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала;

расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности;

общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;

общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;

расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и о способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);

прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) о чистой прибыли, полученной от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей);

- г) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей);
- д) о валовой прибыли (убытках) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);
- е) о годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемых видов деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);
- ж) об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч);
- з) о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч);
- и) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- к) об объеме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);
- л) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе по приборам учета, расчетным путем, по нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов (тыс. Гкал), включая отдельно сведения об определенном по приборам учета объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал/ч;
- м) о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (тыс. Гкал/год);
- н) о фактическом объеме потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал/год);
- о) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);
- п) о среднесписочной численности административно-управленческого персонала (человек);
- р) о нормативах удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом) (кг у. т./Гкал);
- с) о фактическом удельном расходе условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом) (кг у. т./Гкал);

т) об удельном расходе электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт·ч/Гкал);

у) об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал);

ф) о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе показателях физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения.

Регулируемыми организациями, а также едиными теплоснабжающими организациями в ценовых зонах теплоснабжения, теплоснабжающими организациями в ценовых зонах теплоснабжения и теплосетевыми организациями в ценовых зонах теплоснабжения информация раскрывается путем:

а) размещения в федеральной государственной информационной системе "Единая информационно-аналитическая система "Федеральный орган регулирования - региональные органы регулирования - субъекты регулирования" (далее - информационно-аналитическая система) напрямую или посредством передачи информации из региональных информационных систем, созданных уполномоченными исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) (далее - исполнительные органы субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), либо информационных систем, созданных органами местного самоуправления, либо иных информационных систем, содержащих необходимую для раскрытия информацию (в случае их наличия), с использованием унифицированных структурированных открытых форматов для передачи данных (единых форматов для информационного взаимодействия), утверждаемых уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (далее соответственно - единые форматы, федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения);

б) представления информации в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченного представителя регулируемой организации, в полном объеме на электронном носителе в исполнительный орган субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) - в случаях, указанных в абзацах первом и втором пункта 12 настоящего документа;

в) предоставления информации на безвозмездной основе на основании письменных запросов заинтересованных лиц, в том числе поступивших в электронном виде;

г) опубликования на официальном сайте единой теплоснабжающей организации в ценовых зонах теплоснабжения в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет"

(далее - сеть "Интернет") - для единых теплоснабжающих организаций в ценовых зонах теплоснабжения;

д) опубликования на официальном сайте регулируемой организации в сети "Интернет".

Раскрываемая информация должна быть доступна в течение 5 лет.

9.2. ЕТО № 1. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

9.2.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых Филиалом «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» реализует тепловую энергию от Дзержинской ТЭЦ через систему тепловых сетей, также находящихся в хозяйственном ведении организации.

В связи с заключением концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения и централизованной системы горячего водоснабжения ГО «Город Дзержинск» филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Дзержинские тепловые сети) с 01.01.2018 г. приступил к эксплуатации ЦТП и тепловых сетей в ГО «Город Дзержинск».

На основании Постановления Главы Администрации города № 4276 от 15.10.2018 г. ПАО «Т Плюс» исполняет функции Единой теплоснабжающей организации, (за исключением зоны деятельности газовой котельной и тепловых сетей АО «НОКК» ГО «Город Дзержинск», п. Горбатовка). Потребители заключают договор с Единой теплоснабжающей организацией – ПАО «Т Плюс» на покупку тепловой энергии. Отпущенная с коллекторов источников теплоснабжения и приобретенная по договорам, тепловая энергия поступает в тепловые сети филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Дзержинские тепловые сети).

ПАО «Т Плюс» по договорам покупает тепловую энергию у теплоснабжающих организаций ГО «Город Дзержинск»: ООО «Нижегородтеплогаз», МУП «ДзержинскЭнерго», ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» и ООО «Дзержинсктеплогаз».

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источниками и тепловыми сетями и описание изменений указанных показателей Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» содержит Таблица 99 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212)).

Таблица 99. Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии (полезный отпуск), всего	тыс. Гкал	1131,63	1217,61	1128,93	1093,35	1159,39
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	454,67	442,66	499,06	499,06	499,06
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,76	2,45	3,1	3,1	3,1
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	1583,54	1657,82	1624,89	1589,31	1655,35
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	216,98	216,98	218,25	218,25	218,25
то же в % к отпуску тепловой энергии от	%	13,70%	13,09%	13,43%	13,73%	13,18%

источника тепловой энергии						
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	1366,56	1440,84	1406,64	1371,06	1437,10
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1 209 816,40	525 826,00	342 341,87	351 409,66	415 291,73
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	489 499,86	221 857,60	176 146,86	257 817,20	301 960,70
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	987 848,76	1 669 205,30	1 022 398,11	1 045 072,59	1 117 542,65
Прибыль	тыс. руб.	-26 489,73	380 448,60	643 633,17	618 548,77	638 113,39
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	2 660 675,30	2 797 337,60	2 184 520,01	2 272 848,22	2 472 908,46

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».

В результате реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период произошли следующие изменения:

- полезный отпуск тепловой энергии в 2023 г. по сравнению с 2022 г. увеличился на 66,04 тыс.Гкал;

- тепловые потери не изменились в 2023 г. по сравнению с 2023 г.;

9.2.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Фактические данные по реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за период 2018-2023 гг. Филиалом «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» содержит Таблица 100.

Таблица 100. Фактические данные по реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации объектов теплоснабжения

Стоимость проектов	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Группа проектов "Источники теплоснабжения"						
Всего стоимость группы проектов	-	-	-	-	-	-
Группа проектов "Тепловые сети и сооружения на них"						
Всего стоимость группы проектов	166 130	229 965	261 356	597 033	757 279,44	1 552 301,91
В том числе:						
Проект «Строительство новых тепловых сетей и иных объектов системы централизованного теплоснабжения, в целях подключения потребителей»	11 765	10 456	32 106	5 053	12 954,62	5 856,93
Проект «Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей»	10 638	0	2 762	0	610,9	7 269,74

Проект «Замена ветхих сетей, работы по Концессионному соглашению»	47 229	152 514	157 366	142 101	228 300,83	398 947,58
Проект «Замена ветхих сетей, работы не предусмотренные Концессионным соглашением»	57 632	47 806	69 122	0	351 782,73	1 049 737,53
Проект "Тех.переворужение теплосетевого имущества, работы по концессионному соглашению"	0	0	0	392 263		
Проект «Техническое перевооружение павильонов и ЦТП, работы по Концессионному соглашению»	38 866	0	0	5 023	1 173,88	1 950,47
Проект «Техническое перевооружение павильонов и ЦТП, работы не предусмотренные Концессионным соглашением»	0	19 189	0	52 593	45 771,57	1 606,65
Проект "Техническое перевооружение тепловых сетей"	0	0	0	0		86 933,01
Проект "Тех.переворужение теплосетевого имущества Дзержинской ТЭЦ"						
Техпереворужение общестанционных сетевых трубопроводов с установкой дополнительной отключающей арматуры					25 573,16	
Техпереворужение с установкой водогрейного котла производительностью 50 Гкал/ч					0	
Техническое перевооружение установки сырой воды с заменой НСВ на меньшую производительность с организацией ЧРП					44 401,61	
Техпереворужение с установкой приборов контроля и средств автоматизации деаэратора подпитки теплосети №3					4 658,22	
Техническое перевооружение с заменой трубопроводов греющего пара 1,2 -2,5 ата на бойлерной установке ст. №5					14 898,96	
Мероприятия направленные на улучшение экологической обстановки					1 579,80	
Мероприятия направленные на улучшение экологической обстановки					25 573,16	
Источники инвестиций, в том числе:	166 130	229 965	261 356	597 033	757 279,44	1 552 301,91
Собственные средства, в том числе:	166 130	229 965	261 356	597 033	757 279,44	1 552 301,91
Бюджетные средства	0	0	0	0	0	

9.3. ООО «Нижегородтеплогаз»

9.3.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ООО «Нижегородтеплогаз» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников ООО «Нижегородтеплогаз» содержит Таблица 101 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212).

Таблица 101. Техничко-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		A-5	A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	511,85	487,17	482,55	573,067	485,4	551,85
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	-	0	0,00
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	-	0	0,00
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	11,52	6,66	6,66	8,457	14,5	5,55
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	500,32	480,51	475,89	569,609	470,9	546,30
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	28,45	27,18	27,42	29,481	33	27,84
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	5,69%	5,62%	5%	5,17%	0,08	5,04
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	471,88	453,33	448,47	535,129	437,9	518,46
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	322 786,18	302 942,95	300 517,89	388 953,78	297 917,48	417 485,50
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	127 850,20	135 614,09	142 076,73	151 511,74	186 310,33	103 577,02
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	472 995,17	434 709,33	501 890,94	620 436,49	286 862,88	616 524,60
Прибыль	тыс. руб.	21 135,37	14 578,12	43 229,56	57 663,58	40 855,37	28 418,71
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	938 209,67	916 495,93	972 733,54	1 218 565,59	1 014 232,78	1 151 314,12

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей ООО «Нижегородтеплогаз».

В результате реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период произошли следующие изменения:

- полезный отпуск тепловой энергии увеличился в 2023 г. по сравнению с 2022 г.

9.3.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ООО «Нижегородтеплогаз»

Фактические данные за период 2018-2023 гг. по реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ООО «Нижегородтеплогаз» содержит Таблица 102.

Таблица 102. Фактические данные по реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации объектов теплоснабжения

Стоимость проектов	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Группа проектов "Источники теплоснабжения"						
Всего стоимость группы проектов	н/д	129 590,88	86 865,23	79 294	86 466,55	42 850,45
В том числе:						
Проект "Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки"	н/д	129 590,88	86 865,23	79 294	86 466,55	42 850,45
Источники инвестиций, в том числе:	н/д	129 591	86 865	79 294	86 466,55	42 850,45
Собственные средства, в том числе:	н/д	129 591	86 865	79 294	86 466,55	42 850,45
Амортизация	н/д	25 070	16 804	29 263	35 376,31	42 850,45
Средства из прибыли	н/д	104 521	70 061	50 031	51 090,24	0,00
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-
Прочие собственные средства	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-

9.4. МУП «ДзержинскЭнерго»

9.4.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых МУП «ДзержинскЭнерго» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников МУП «ДзержинскЭнерго» содержит Таблица 103 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212)).

Таблица 103. Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	5,971	5,97	19,274	20,303	18,719
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал					
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	1,59	1,59	1,73	0,239	0,335
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,122	0,136	0,49	0,551	0,542
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	7,439	7,424	20,514	19,991	19,054
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,361	0,355	1,221	1,104	0,949
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	4,85%	4,78%	5,95%	5,52%	4,98%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	7,078	7,069	19,293	18,887	18,105
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	12 971,10	12 020,41	18 054,82	25 189,36	25 737,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	5 348,14	5 564,28	8 852,84	8 646,86	6 127,00
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	10 191,58	9 680,54	23 136,21	21 903,17	22 489,00
Прибыль	тыс. руб.	-7 069,76	-5 253,11	-7 534,14	-2 708,15	-
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	21 441,05	22 012,12	42 509,73	53 031,24	54 562,00

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей МУП «ДзержинскЭнерго».

В результате реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период произошли следующие изменения:

- полезный отпуск тепловой энергии снизился в 2023 г. по сравнению с 2022 г;
- тепловые потери не изменились.

9.4.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен

в ретроспективный период МУП «ДзержинскЭнерго»

Инвестиционная программа для объектов МУП «ДзержинскЭнерго» на ретроспективный период 2018 – 2022 гг. не утверждалась.

В рамках тарифного регулирования 2018 – 2022 г. инвестиционная составляющая в тарифе не утверждалась.

9.5. Котельная п. Пыра (16.07.2024 котельная п. Пыра передана в хозяйственное ведение МУП «Дзержинск-Энерго»)

9.5.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии от источника - котельная п. Пыра содержит Таблица 104 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212).

16.07.2024 котельная п. Пыра передана в хозяйственное ведение МУП «ДзержинскЭнерго» (приказ комитета по управлению муниципальным имуществом администрации города Дзержинска № 273 от 16.07.2024).

Таблица 104. Техничко-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	6,052	6,9	7,77	8,04	5,906
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал					
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,12	0,12	0,12	0,12	0,66
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	5,93	6,78	7,65	7,92	5,25
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,38	0,37	0,42	0,42	0,42
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	6,41%	5,46%	5,49%	5,30%	8,00%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	5,55	6,41	7,23	7,50	4,83
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	15 633,99	16 229,01	3 249,90	3 062,27	18 952,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	5 501,53	5 706,77	6 928,01	9 044,63	1 419,00
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	2 116,86	2 189,29	28 423,55	27 767,60	15 189,00
Прибыль	тыс. руб.	573,09	653,74	-8 316,91	-11 302,50	-828,00
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	23 825,47	24 778,81	30 284,55	28 572,00	34 734,00

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей.

В результате реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период произошли следующие изменения:

- полезный отпуск тепловой энергии снизился с 7,50 тыс.Гкал в 2022 г. до 4,83 тыс.Гкал в 2023 г.;
- доля тепловых потерь не изменилась;

9.6. ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»

9.6.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» содержит Таблица 105 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212)).

Таблица 105. Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	изм.	A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	602,767	566,217	631,274	641,022	665,037
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	65,767	72,721	91,262	84,59	88,29
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	537,00	493,50	540,01	556,43	576,75
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	4,23%	4,60%	4,21%	4,08%	3,94%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	12,77	15,49	---	---	---
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	14 658,66	20 744,59	---	---	---
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	685,84	14 795,69	---	---	---
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 007,14	2 459,73	---	---	---
Прибыль	тыс. руб.	-156,45	0	---	---	---
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	16 195,19	38 000,00	---	---	---

В настоящий момент ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» осуществляет передачу тепловой энергии по тепловым сетям теплопункта БУ.

Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии через тепловые сети ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» содержит Таблица 106 (в соответствии с пр. 19.2 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. № 212)).

Таблица 106. Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, постав- ляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в том числе источник комбиниро- ванной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Покупка тепловой энергии, всего, в том числе:	тыс. Гкал	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
С коллекторов источника в тепло- вые сети	тыс. Гкал					
Из тепловых сетей смежных систем теплоснабжения	тыс. Гкал	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Отпуск тепловой энергии в сети смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал					
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
то же в % к отпуску тепловой энер- гии от источника тепловой энергии	%	69,96%	69,96%	69,96%	69,96%	69,96%
Отпуск тепловой энергии из тепло- вой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Операционные расходы	тыс. руб.	1 366,22	1 436,62	1 544,75	1 643,35	1 507,66
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	2 465,76	2 592,81	2 787,97	2 965,92	5 975,62
Расходы на приобретение энерге- тических ресурсов	тыс. руб.	854,28	898,30	965,91	1 027,56	942,72
Прибыль	тыс. руб.	-1 384,20	-1 451,86	-1 563,64	-1 681,21	-4 822,98
Итого необходимая валовая вы- ручка	тыс. руб.	3 302,07	3 475,86	3 734,99	3 955,63	3 603,02

9.6.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»

Инвестиционная программа для объектов ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова», на ретроспективный период 2018 – 2023 гг. не утверждалась.

В рамках тарифного регулирования в период 2018 - 2023 г. инвестиционная составляющая в тарифе не утверждалась.

9.7. ООО «Дзержинсктеплогаз»

9.7.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ООО «Дзержинсктеплогаз» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

ООО «Дзержинсктеплогаз» реализует тепловую энергию от собственных котельных через систему тепловых сетей, также находящихся в хозяйственном ведении организации.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников ООО «Дзержинсктеплогаз» содержит Таблица 107 (в соответствии с пр. 19.4 к

Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212)).

Таблица 107. Техничко-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	16,16	21,25	9,42	9,37	9,37
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал					
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,309	0,309	0,309	0,097	0,097
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	15,851	20,941	9,111	9,273	9,273
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,45	0,61	0,7474	0,7474	0,7474
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	2,84%	2,91%	8,20%	8,06%	8,06%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	15,401	20,331	8,363	8,525	8,525
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	7 210,58	19 046,22	725,79	6 129,10	3 100,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	3 935,75	8 974,49	5 162,50	3 119,69	5 251,00
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 384,71	3 523,29	8 751,54	12 644,29	13 496,00
Прибыль	тыс. руб.	42,81	0	-558,83	755,56	
Корректировка с целью отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.				433,09	
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	12 573,85	31 544,00	14 081,00	23 081,73	21 847,00

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей ООО «Дзержинсктеплогаз».

В результате реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период произошли следующие изменения:

- полезный отпуск тепловой энергии не изменился;
- тепловые потери так же не изменились.

9.7.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период ООО «Дзержинсктеплогаз»

Инвестиционная программа для объектов ООО «Дзержинсктеплогаз», на ретроспективный период 2018 – 2023 гг. не утверждалась.

В рамках тарифного регулирования в период 2018 - 2023 г. инвестиционная составляющая в тарифе не утверждалась.

9.8. ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»

9.8.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» реализует тепловую энергию от собственной котельной через систему тепловых сетей, также находящихся в хозяйственном ведении организации.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» содержит Таблица 108 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212)).

Таблица 108. Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	1,47	1,47	1,47	1,64	1,511
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0	1,22
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	1,46	1,46	1,46	1,64	0,29
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,15	0,15	0,15	0,15	0,117
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	10,52%	10,52%	10,52%	9,41%	68,82%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	1,31	1,31	1,31	1,48	0,17
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1 601,57	1 661,97	1 638,29	938,91	150,00
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 026,73	1 130,27	1 017,78	1 209,58	52,00
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	138,27	144,33	141,86	1 259,13	25,40
Прибыль	тыс. руб.	10,13	-35,89	65,60	5,52	0,00
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	2 776,69	2 900,69	2 863,53	3 413,13	227,40

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей ГБУ ОСРЦИ «Пушкино».

9.8.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен

в ретроспективный период ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»

Инвестиционная программа для объектов ГБУ ОСРЦИ «Пушкино», на ретроспективный период 2018 – 2023 гг. не утверждалась.

В рамках тарифного регулирования 2018 – 2023 г. инвестиционная составляющая в тарифе не утверждалась.

9.9. ЕТО № 2. АО «НОКК»

9.9.1. Результаты хозяйственной деятельности

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых АО «НОКК» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», проведен анализ технико-экономических показателей производственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В зону эксплуатационной ответственности АО «НОКК» входит обеспечение тепловой энергией части потребителей пос. Горбатовка.

Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии источников АО «НОКК» содержит Таблица 109 (в соответствии с пр. 19.4 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212)).

Таблица 109. Технико-экономические показатели производства и реализации тепловой энергии

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		A-4	A-3	A-2	A-1	A
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	6,23	6,74	5,26	4,854	4,845
в том числе источник комбинированной выработки с УЭМ 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0		0	0
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,18	0,19	0	0,145	0,145
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	6,05	6,55	4,96	4,709	4,700
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,45	0,45	0,35	0,33	0,329
то же в % к отпуску тепловой энергии от источника тепловой энергии	%	7,44%	6,87%	7,05%	7,54%	7,0%
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	5,6	6,1	4,61	4,38	4,371
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	8 413,56	7 704,35	1 872,49	1 654,12	-
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	5 524,81	4 152,35	3 856,08	3 165,22	-

Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 628,91	1 527,39	6 821,14	6 070,42	-
Прибыль	тыс. руб.	-831,76	0	-3 759,93	-2 079,74	-
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	14 735,51	13 384,10	8 789,78	8 810,02	-

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154), выполнен анализ изменений технико-экономических показателей АО «НОКК».

Планы строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию объектов в ретроспективный период не утверждались.

9.9.2. Реализация планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в ретроспективный период АО «НОКК»

Инвестиционная программа для объектов АО «НОКК», на ретроспективный период 2018 – 2023 гг. не утверждалась.

В рамках тарифного регулирования в период 2018 - 2023 г. инвестиционная составляющая в тарифе не утверждалась.

Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

10.1. Общие положения

В соответствии с Постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (п. 49) Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения" главы 1 содержит:

а) описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет;

б) описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;

в) описание платы за подключение к системе теплоснабжения;

г) описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей;

д) описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет;

е) описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.

Актуализированная схема теплоснабжения в части 11 главы 1 содержит описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В соответствии с «Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения» (утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. N 212) описание цен (тарифов) в сфере теплоснабжения для поселений, городских округов, городов федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, должно содержать информацию, указанную в пункте 49 Требований, и описание динамики утвержденных цен (тарифов) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, устанавливаемых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, отдельно по каждому из регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения и по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации.

10.2. Тарифы на тепловую энергию филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

10.2.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2020 – 2023 гг. содержит Таблица 110.

Таблица 110. Тарифы на отпущенную тепловую энергию (на 2 полугодие каждого года)

Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс». Тарифы на тепло- вую энер- гию (мощ- ность) (руб./Гкал)	2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-3			А-2			А-1			А		
	По- ка- за- тель	Прирост		Пока- за- тель	Прирост		Пока- за- тель	Прирост		Пока- за- тель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
горячая вода	907	16,4	1,84 %	943,28	36,3	4,00 %	983,48	40,2	4,26 %	1 071,99	88,51	9,00 %
отборный пар, 7-13 кг/см ²	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
отборный пар, > 13 кг/см ²	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
острый редуцированный пар	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Сведения о количестве выработанной тепловой энергии за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (тыс. Гкал) за период 2018 – 2023 гг. содержит Таблица 111.

Таблица 111. Количество выработанной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	1 176,65	1 131,63	1 217,61	1 128,93	1 093,35

Тарифы на тепловую энергию для потребителей на территории ГО «Город Дзержинск», в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения к магистральным тепловым сетям в зонах деятельности ЕТО за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м³ содержит Таблица 112.

Таблица 112. Тарифы на тепловую энергию по схеме подключения к магистральным тепловым сетям (на 2 полугодие каждого года)

Тарифы на тепловую энергию для потребителей на территории ГО «Город Дзержинск» по схеме подключения к магистральным тепловым сетям	2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-3			А-2			А-1			А		
	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
Тепловая энергия, руб./Гкал	1078,34	41,84	4,00 %	1121,47	43,1	4,00 %	1170,81	49,34	4,40 %	1276,18	105,37	9,00 %

Тарифы на тепловую энергию для потребителей на территории ГО «Город Дзержинск», в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения к квартальным тепловым сетям в зонах деятельности ЕТО за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м3 содержит Таблица 113.

Таблица 113. Тарифы на тепловую энергию по схеме подключения к квартальным тепловым сетям (на 2 полугодие каждого года)

Тарифы на тепловую энергию для потребителей на территории ГО «Город Дзержинск», в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения к квартальным тепловым сетям	2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-3			А-2			А-1			А		
	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
Тепловая энергия, руб./Гкал	2141,0 3	82, 3	4,00 %	2226,6 7	85, 6	4,00 %	2 324,6 4	97,9 7	4,40 %	2 533,8 6	209,2 2	9,00 %

Тарифы на теплоноситель от Дзержинской ТЭЦ для потребителей в зонах деятельности ЕТО за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м3 содержит Таблица 114.

Таблица 114. Тарифы на теплоноситель (на 2 полугодие каждого года)

Тарифы на теплоноситель от источника (Дзержинская ТЭЦ), одноставочный, руб./м3	2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-3			А-2			А-1			А		
	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.

холодная химочи- щенная вода, руб./м3	78,88	2,09	2,72%	78,88	0	0,00%	82,03	3,15	3,99%	89,41	7,38	8,99%
отборный пар, руб./м3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ЕТО не установлены.

Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО не установлены.

10.2.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2022 гг. так же содержит Таблица 115.

Таблица 115. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	35,71%	40,7%	4,18%	4,90%	5,42%
2. Топливо на технологические цели	30,76%	27,8%	25,24%	25,39%	27,42%
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	17,12%	17,2%	10,32%	9,27%	0,00%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	11,13%	11,6%	10,28%	10,88%	12,16%
5. Амортизация основных средств	2,98%	1,3%	44,66%	44,11%	48,43%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	2,27%	1,3%	4,01%	4,66%	5,06%
7. Прочие затраты (общехозяйственные, управленческие расходы)	0,03%	0,1%	0,56%	0,48%	0,59%
ИТОГО	100%	100%	100%	100%	100%

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» содержит Таблица 116 .

Таблица 116. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Наименование тепло- снабжающей органи- зации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.		
		A-5	A-4			A-3			A-2			A-1		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
				Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	148,51	153,79	5	-	156,97	3	2,07%	161,64	5	-	0,00	-162	-100,00%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	8 058,23	8 344,61	286	-	8 517,14	173	2,07%	8 770,72	254	2,98%	6 322,91	-2 448	-27,91%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Энергия	тыс. руб.	1 718 757,99	1 807 356,74	88 599	5,15%	1 843 856,78	36 500	2,02%	1 882 173,57	38 317	2,08%	1 908 341,91	26 168	1,39%
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	88 219,47	91 354,79	3 135	3,55%	4 311,33	-87 043	-95,28%	95 654,66	91 343	2118,68%	4 147,73	-91 507	-95,66%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	26 642,28	37 367,62	10 725	40,26%	38 809,53	1 442	3,86%	29 766,46	-9 043	-23,30%	30 002,47	236	0,79%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	36 115,00	37 047,39	932	2,58%	64 291,68	27 244	73,54%	84 290,79	19 999	31,11%	98 497,39	14 207	16,85%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	337 506,30	423 334,30	85 828	25,43%	502 884,17	79 550	18,79%	448 969,84	-53 914	-10,72%	596 553,27	147 583	32,87%
10. Итого расходов	тыс. руб.	2 215 447,77	2 404 959,23	189 511	8,55%	2 462 827,58	57 868	2,41%	2 549 787,67	86 960	3,53%	2 643 865,68	94 078	3,69%
11. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12. СНК (собственные нужды котельной)	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	1 355,27	1 391,63	36	2,68%	1 383,27	-8	-0,60%	1 377,90	-5	-0,39%	1 377,59	0	-0,02%
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	1 355,27	1 391,63	36	2,68%	1 383,27	-8	-0,60%	1 377,90	-5	-0,39%	1 377,59	0	-0,02%
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	195,66	194,77	-1	-0,46%	192,29	-2	-1,28%	190,14	-2	-1,12%	195,42	5	2,78%
15.1. то же, в %	%	14,44%	14,00%	0	-3,06%	13,90%	0	-0,68%	13,80%	0	-0,73%	14,19%	0	2,80%
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	1 159,61	1 196,86	37	3,21%	1 188,50	-8	-0,70%	1 185,33	-3	-0,27%	1 179,36	-6	-0,50%
19. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	2 215 447,77	2 404 959,23	189 511	8,55%	2 462 827,58	57 868	2,41%	2 549 787,67	86 960	3,53%	2 643 865,68	94 078	3,69%
17. Тариф на тепловую энергию, (расчетный)	Руб./Гкал	1 910,52	2 009,40	99	5,18%	2 072,21	63	3,13%	2 151,12	79	3,81%	2 241,78	91	4,21%

10.2.3. Плата за подключение потребителей

Сведения о плате на подключение потребителей с тепловой мощностью **от 0,1 до 1,5 Гкал/ч** в зонах деятельности ЕТО Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал/ч и динамике роста тарифов на 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 117.

Таблица 117. Плата на подключение потребителей

Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс». Тарифы на подключение к системам теплоснабжения (тыс. руб. без НДС /Гкал/ч)	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
				Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
тепловых сетей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч	Руб.	550	550			550			550	---	---	550	---	---
тепловых сетей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	Тыс. руб./ Гкал/ч	5 703	5 958,90	0	0%	6 287,6	584,8	10,3 %	6 510,9	223,3	3,55%	6 510,9	---	---
надземная (наземная) прокладка 50-250 мм	Тыс. руб./ Гкал/ч	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
подземная прокладка канальная	Тыс. руб./ Гкал/ч	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
подземная прокладка 50-250мм	Тыс. руб./ Гкал/ч	5 703	5 958,90	0	0,0 %	6 287,60	584,79	10,30 %	6 510,91	223,3	3,55%	6 510,91	---	---

10.2.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Сведения о плате за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности ЕТО за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч и динамике роста тарифов на 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 118.

Таблица 118. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально-значимых потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности (тыс.руб./Гкал/ч в мес.)	2018 г.	2019 г.				2020 г.				2021 г.				2022 г.			
	A-5	A-4				A-3				A-2				A-1			
	По-ка-затель	По-ка-затель	Прирост		По-ка-затель	Прирост		По-ка-затель	Прирост	По-ка-затель	Прирост		По-ка-затель	Прирост		По-ка-затель	Прирост
			Абс	Отн.		Абс	Отн.				Абс	Отн.		Абс	Отн.		
Схема подключения теплопотребляющей установки к коллектору источника тепловой энергии.	69,48	43,82	-25,66	-36,93%	51,02	7,20	16,43%	52,98	1,96	3,84%	68,15	15,17	28,63%				
Схема подключения теплопотребляющей установки к тепловой сети после тепловых пунктов, эксплуатируемых теплоснабжающей организацией	138,55	196,15	57,60	41,57%	205,44	9,29	4,74%	216,32	10,88	5,30%	224,85	8,53	3,94%				

10.3. Тарифы на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»

10.3.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ООО «Нижегородтеплогаз» (руб./Гкал) и ставка за содержание тепловой мощности в зонах ЕТО за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения, динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 119.

Таблица 119. Тарифы на отпущенную тепловую энергию (на 31.12 каждого года)

ООО «Нижегородтеплогаз». Тарифы на тепловую энергию (мощность) (руб./Гкал)	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-4			А-3			А-2			А-1			А		
	По-ка-за-тель	Прирост		По-ка-за-тель	Прирост		По-ка-за-тель	Прирост		По-ка-за-тель	Прирост		По-ка-за-тель	Прирост	
		Абс.	От н.		Абс.	От н.		Абс.	От н.		Абс.	От н.		Абс.	От н.
ставка за тепловую энергию, руб./Гкал	808,34	- 2,51	- 0,31%	832,274	23,93	2,96%	859,79	27,52	3,31%	897,65	37,86	4,40%	960,06	62,41	6,95%
ставка за содержание тепловой мощности, тыс.руб./Гкал/ч/мес	197,96	5,84	3,04%	200,52	2,56	1,29%	204,25	3,73	1,86%	212,46	8,21	4,02%	231,46	19,00	8,94%

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ООО «Нижегородтеплогаз» (руб./Гкал) за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 120.

Таблица 120. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	ООО «Нижегородтеплогаз»	511,131	529,0874	515,3217	503,363	513,19

Сведения о средневзвешенных тарифах на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО ООО «Нижегородтеплогаз» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 121.

Таблица 121. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-4	А-3	А-2	А-1	А
1.	Ставка за тепловую энергию	руб./Гкал	808,34	832,27	859,79	897,65	960,06
2.	Ставка за тепловую мощность	тыс.руб./Гкал/ч в месяц	197,96	200,52	204,25	212,46	231,46

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности ЕТО для ООО «Нижегородтеплогаз» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ЕТО для ООО «Нижегородтеплогаз» не установлен.

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для ООО «Нижегородтеплогаз» не установлен.

**10.3.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки
схемы теплоснабжения на тепловую энергию ООО «Нижегородтеплогаз»**

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов ООО «Нижегородтеплогаз» содержит Таблица 122.

Таблица 122. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Рас- чет НВВ	Ед. из м.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показа- тель	Прирост		Показа- тель	Прирост		По- каза- тель	Прирост		Пока- затель	Прирост		По- каза- тель	Прирост	
			абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.
На от- пуск теп- ловой энер- гии (без НДС)																
Мате- ри- аль- ные за- траты	ты с. руб .	1 759,46	62,74	3,70%	2 638,53	879,07	49,96 %	0	-2 638,53	-	10882, 86	10 882,86	-	9737 6	86 493,14	794,76 %
Услуг и сто- рон- них орга- низа- ций	ты с. руб .	24 671,64	-3 813,07	- 13,39 %	33 013,43	8 341,79	33,81 %	97 151,8 4	64 138,41	194,28 %	92 162,48	-4 989,36	- 5,14%	64 091,8 0	-28 070,68	- 30,46 %
Вспо- мога- тель- ные мате- ри- алы, всего, в т.ч.:	ты с. руб .	105 291,46	-8 628,15	-7,57%	77 303,18	-27 988,28	- 26,58 %	9 620,9 0	-67 682,28	- 87,55 %	2 938,13	-6 682,77	- 69,46 %	0,00	-2 938,13	- 100,00 %
Энер- гия всех видов со	ты с. руб .	81 715,59	218,53	0,27%	90 792,40	9 076,81	11,11 %	87 087,7 2	-3 704,68	-4,08%	91 990,74	4 903,02	5,63%	124 802,7 9	32 812,05	35,67 %

Рас- чет НВВ	Ед. из м.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показа- тель	Прирост		Показа- тель	Прирост		По- каза- тель	Прирост		Пока- затель	Прирост		По- каза- тель	Прирост	
			абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.
сто- роны																
Топ- ливо	ты с. руб .	352 993,74	-38 504,37	-9,84%	411 098,55	58 104,81	16,46 %	420 283,2 1	9 184,66	2,23%	397 158,86	-23 124,35	- 5,50%	563 480,7 8	166 321,92	41,88 %
Рас- ходы на оплат у труда	ты с. руб .	171 220,40	-7 464,75	-4,18%	187 562,75	16 342,35	9,54%	174 061,5 2	-13 501,23	-7,20%	194 872,14	20 810,62	11,96 %	236 702,9 8	41 830,84	21,47 %
Стра- ховые взно- сы	ты с. руб .	51 612,43	-2 480,45	-4,59%	56 643,95	5 031,52	9,75%	52 931,1 2	-3 712,83	-6,55%	56 911,65	3 980,53	7,52%	71 484,3 1	14 572,66	25,61 %
Амор- тиза- ция ос- нов- ных фон- дов, в т.ч.:	ты с. руб .	13 033,54	2 608,95	25,03 %	32 824,40	19 790,86	151,85 %	22 768,2 2	-10 056,18	- 30,64 %	33 356,92	10 588,70	46,51 %	24 367,7 3	-8 989,19	- 26,95 %
Про- чие рас- ходы, не рас- пре- деля- емые по эле- мен- там	ты с. руб .	70 968,12	7 635,40	12,06 %	52 608,38	-18 359,74	- 25,87 %	96 091,6 4	43 483,26	82,65 %	93 103,63	-2 988,01	- 3,11%	71 066,5 0	-22 037,13	- 23,67 %

Рас- чет НВВ	Ед. из м.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показа- тель	Прирост		Показа- тель	Прирост		По- каза- тель	Прирост		Пока- затель	Прирост		По- каза- тель	Прирост	
			абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.		абс.	отн.
ИТОГ О за- траты на про- из- вод- ство	ты с. руб .	873 266,38	-50 365,17	-5,45%	944 485,57	71 219,19	8,16%	959 996,1 7	15 510,60	1,64%	973 377,41	13 381,24	1,39%	1 253 372,8 9	279 995,48	28,77 %
При- быль	ты с. руб .	43 229,56	28 651,44	196,54 %	28 247,97	-14 981,59	- 34,66 %	57 287,2 3	29 039,26	102,80 %	40 855,37	-16 431,86	- 28,68 %	14 555,2 4	-26 300,13	- 64,37 %
НВВ	ты с. руб .	916 495,94	-21 713,73	-2,31%	972 733,54	56 237,60	6,14%	1 017 283,4 0	44 549,86	4,58%	1 014 232,78	-3 050,62	- 0,30%	1 267 928,1 3	253 695,35	25,01 %

Изменения в структуре тарифа за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 123.

Таблица 123. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	12,26%	8,46%	1,00%	1,42%	7,77%
2. Топливо на технологические цели	40,42%	43,53%	43,78%	40,80%	44,96%
3. Покупная энергия	9,36%	9,61%	9,07%	9,45%	9,96%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	25,52%	25,86%	23,65%	25,87%	24,59%
5. Амортизация основных средств	1,49%	3,48%	2,37%	3,43%	1,94%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	2,83%	3,50%	10,12%	9,47%	5,11%
7. Прочие	8,13%	5,57%	10,01%	9,57%	5,67%
ИТОГО	100%	100%	100%	100%	100%

В соответствии с приведенными данными:

- основная статья расходов – затраты на топливо – 44,9%;
- сырье и материалы составляет 7,77%;
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 24,59%;
- расходы на ремонт капитальный и текущий составляют 5,11%;
- амортизация ОПФ составляет 1,94%.

10.3.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности ЕТО ООО «Нижегородтеплогаз» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал/ч и динамике не установлена.

10.3.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для социально-значимых потребителей в зонах деятельности ЕТО ООО «Нижегородтеплогаз» не установлена.

10.4. Тарифы на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»

10.4.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО МУП «ДзержинскЭнерго» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 201 – 2023 гг. содержит Таблица 124.

Таблица 124. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

МУП «Дзержинск- Энерг о» (руб./Г кал)	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-4			А-3			А-2			А-1			А		
	По- ка- за- тел ь	Прирост		По- ка- за- тел ь	Прирост		По- ка- за- тел ь	Прирост		По- ка- за- тел ь	Прирост		По- ка- за- тел ь	Прирост	
		Аб с.	От н.		Аб с.	От н.		Аб с.	От н.		Абс .	Отн. .		Абс .	Отн. .
Теп- ловая энер- гия в горя- чей воде, отпуск через тепло- вую сеть	3 011 ,54	70, 48	2,4 0%	3 101 ,97	90, 43	3,0 0%	3 138 ,90	36, 93	1,1 9%	2 707 ,61	- 431 ,29	- 13,7 4%	3 013 ,80	306 ,19	11,3 1%

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО МУП «ДзержинскЭнерго» (руб./Гкал) за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 125.

Таблица 125. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	МУП «Дзержинск- Энерго»	тыс. Гкал	7,204	7,201	19,785	19,438	18,105

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО МУП «ДзержинскЭнерго» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 126.

Таблица 126. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование по- селения, город- ского округа, го- рода федерального значения	Ед.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1.	ГО «Город Дзер- жинск»	руб./Гкал	2 976,28	3 056,76	2 148,62	2 728,27	3 013,80

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности ЕТО для МУП «ДзержинскЭнерго» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ЕТО для МУП «ДзержинскЭнерго» не установлен.

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для МУП «ДзержинскЭнерго» не установлен.

**10.4.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки
схемы теплоснабжения на тепловую энергию МУП «ДзержинскЭнерго»**

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов МУП «ДзержинскЭнерго» содержит Таблица 127.

Таблица 127. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	0,93	-1,66	-64,09 %	0,96	0,03	3,23%	443	442,04	46045,83 %	775	332,00	-	1477	702,00	-
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0	0,00	-	0	0,00	-	0	0,00	-	0	0,00	-	0	0,00	-
3. Работы и услуги производ. характера	тыс. руб.	2 881,95	-150,43	-4,96%	2 477,08	-404,87	-14,05 %	1 812,00	-665,08	-26,85%	4 750,00	2 938,00	162,14 %	4 189,00	-561,00	-11,81 %
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	5 973,13	-2 779,76	-31,76 %	5 523,48	-449,65	-7,53%	16 095,00	10 571,52	191,39%	17 560,00	1 465,00	9,10%	18 088,00	528,00	3,01%
5. Энергия	тыс. руб.	4 218,44	-1 074,89	-20,31 %	4 157,06	-61,38	-1,46%	7 054,00	2 896,94	69,69%	4 524,00	-2 530,00	-35,87%	4 391,00	-133,00	-2,94%
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	10 096,05	-2 553,98	-20,19 %	9 543,33	-552,72	-5,47%	15 366,00	5 822,67	61,01%	15 228,00	-138,00	-0,90%	17 359,00	2 131,00	13,99 %
7. От-	тыс. руб.	2 967,12	-818,52	-21,62	2 832,06	-135,0	-4,55%	4 855,00	2 022,94	71,43%	4 581,00	-274,00	-5,64%	5 243,00	662,00	14,45 %

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
числен-ния на соци-аль-ные нужды				%		6										
8. Аморти-зация основ-ных средст-в	тыс. руб.	2 265,14	-103,45	-4,37%	2 640,41	375,27	16,57%	3 804,00	1 163,59	44,07%	3 568,00	-236,00	-6,20%	513,00	-3 055,00	- 85,62%
9. Прочие за-траты всего, в том числе:	тыс. руб.	108,98	-153,38	- 58,46%	91,82	-17,16	- 15,75%	3420	3 328,18	3624,68%	4717	1 297,00	37,92%	3302	-1 415,00	- 30,00%
10. Итого расхо-дов	тыс. руб.	28 511,74	-7 636	-21%	27 266,20	-1 246	-4%	52 849,00	25 583	94%	55 703,00	2 854	5%	54 562,00	-1 141	-2%
11. Объем выра-баты-ваемой тепло-вой энер-гии	тыс. Гкал	5,97	-2,68	- 30,98%	5,97	0,00	0,00%	19,764	13,79	231,06%	20,854	1,09	5,52%	19,26	-1,59	-7,64%
12. СНК (соб-	тыс. Гкал	0,12	-0,07	- 36,84%	0,14	0,02	16,67%	0,490294	0,35	250,21%	0,551063	0,06	12,39%	0,542	-0,01	-1,64%

Наименование тепло-снабжение-ющей организации	Ед. изм.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
ственные нужды котельной)																
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	1,59	-0,09	-5,36%	1,59	0,00	0,00%	1,731	0,14	8,87%	0,239	-1,49	-86,19%	0,335	0,10	40,17%
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	7,44	-2,89	-27,98%	7,42	-0,02	-0,27%	21,01	13,59	183,09%	20,54	-0,46	-2,21%	19,05	-1,49	-7,24%
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	0,36	-0,15	-29,41%	0,36	0,00	0,00%	1,220608	0,86	239,06%	1,104381	-0,12	-9,52%	0,949	-0,16	-14,07%
15.1. то же, в %	%	6,03%	0	2%	6,03%	0	0%	5,80%	0	-4%	5,37%	0	-7%	4,98%	0	-7%
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	7,08	-3	-28%	7,06	0	0%	19,78	13	180%	19,44	0	-2%	18,11	-1	-7%
17. ИТОГ	тыс. руб.	21441,05	-6895,87	-24,34	22012,12	571,07	2,66%	52849,00	30836,88	140,09%	55703,00	2854,00	5,40%	54562,00	-1141,00	-2,05%

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
О НВВ				%												
18. Тариф на теп. энергию (расчетный)	Руб./Гкал	3 028,40	143	5%	3 117,86	89	3%	2 671,32	-447	-14%	2 865,66	194	7%	3 013,64	148	5%

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 128.

Таблица 128. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,17%
2. Топливо на технологические цели	21,43%	20,30%	32,07%	30,49%	28,90%
3. Покупная энергия	14,59%	14,48%	17,53%	6,71%	14,30%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	43,73%	43,47%	26,37%	34,16%	43,34%
5. Амортизация основных средств	5,15%	5,27%	10,27%	5,70%	0,00%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	1,41%	1,44%	2,64%	8,16%	11,29%
7. Прочие затраты (общехозяйственные, управленческие расходы)	13,69%	15,05%	11,13%	14,79%	0,00%
ИТОГО	100%	100%	100%	100%	100%

10.4.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности МУП «ДзержинскЭнерго» не установлена.

10.4.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в зонах деятельности МУП «ДзержинскЭнерго» не установлена.

10.5. Котельная п. Пыра

10.5.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 129.

Таблица 129. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

Котельная п. Пыра (16.07.2024 котельная п. Пыра передана в хозяйственное ведение МУП «Дзержинск-Энерго»). Тарифы на тепловую энергию (мощность) (руб./Гкал)	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-4			А-3			А-2			А-1			А		
	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
Бюджетные потребители (без НДС). Горячая вода через тепловую сеть	4 589,92	90,20	2,00%	4 659,87	69,95	1,52%	5 173,00	513,13	11,01%	5 173,00	0,00	0,00%	5 693,21	520,21	10,06%
Прочие (без НДС). Горячая вода через тепловую сеть	4 589,92	90,20	2,00%	4 659,87	69,95	1,52%	5 173,00	513,13	11,01%	5 693,21	520,21	10,06%	5 693,21	0,00	0,00%

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 130.

Таблица 130. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	Кот. П. Пыра	руб./Гкал	5,93	6,78	7,65	7,92	5,248

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 131.

Таблица 131. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	Ед.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1.	ГО «Город Дзержинск»	руб./Гкал	4 602,12	4 628,39	5 067,70	5 322,65	5 693,21

Тариф на теплоноситель, тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя, тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения не установлен.

10.5.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию кот. Пыра

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов содержит Таблица 132.

Таблица 132. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
				Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	146,53	146,49	-0,03	-0,02%	159,2	12,7	8,67%	179,21	20	13%	159,98	-19	-11%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00	0	0%		0	0%
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	1 162,32	1 393,88	231,57	19,92%	1 645,58	303,32	22,60%	1 573,03	-73	-4%	611,58	-961	-61%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	13 147,16	13 419,16	272	2,07%	13 257,44	335,28	2,59%	26 175,90	12 918	97%	25 026,03	-1 150	-4%
5. Энергия	тыс. руб.	2 039,32	2 177,34	138,02	6,77%	2 189,29	72,43	3,42%	2 068,44	-121	-6%	2 741,57	673	33%
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1 491,01	1 456,28	-34,73	-2,33%	1 529,98	73,71	5,06%	1 676,87	147	10%	2 290,71	614	37%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	445,32	437,93	-7,39	-1,66%	459,6	21,67	4,95%	725,49	266	58%	691,79	-34	-5%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	1 159,27	1 203,15	43,88	3,79%	1 255,52	52,36	4,35%	1 241,65	-14	-1%	1 510,41	269	22%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	5 273,07	4 447,42	-825,65	-15,66%	4 282,21	81,86	1,95%	4 960,87	679	16%	6 842,43	1 882	38%
10. Итого расходов	тыс. руб.	24 864,00	24 681,66	-182,34	-0,73%	24 778,81	953,34	4,00%	38 601,46	13 823	56%	39 874,50	1 273	3%
11. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	6,9207	6,9709	0,05	0,73%	6,657	0	0,00%	7,7690	1	17%	6,2100	-2	-20%
12. СНК (собственные нужды котельной)	тыс. Гкал	1,22	1,23	0,01	0,71%	0,79	-0,13	-14,17%	1,37	1	74%	0,42	-1	-69%
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00	-6	-100%	0,00	0	0%
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	5,7	5,74	0,04	0,73%	5,87	0,13	2,27%	6,40	6	1612%	5,79	-1	-10%
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	0,3723	0,3751	0	0,75%	0,3735	0	-0,43%	0,42	0	649%	0,42	0	0%
15.1. то же, в %	%	5,38%	5,38%	0,00%	0,02%	5,61%	-0,02%	-0,43%	7,03%	0	802%	7,82%	0	11%
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	5,3243	5,3631	0,04	0,73%	5,4949	0,13	2,46%	5,98	-1	-17%	5,37	-1	-10%
18. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	25 876,00	27 687,32	1 811,32	7,00%	24 778,81	953,34	4,00%	30 284,55	9 515	46%	28 572,00	-1 713	-6%
17. Тариф на тепловую энергию, (расчетный)	Руб./Гкал	4 859,95	5 162,55	302,6	6,23%	4 628,39	79,06	1,74%	5 067,70	439	9%	5 322,65	255	5%

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 133.

Таблица 133. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	0,59%	0,59%	0,64%	0,46%	0,40%
2. Топливо на технологические цели	52,88%	54,37%	53,50%	67,81%	62,76%
3. Покупная энергия	8,20%	8,82%	8,84%	6,22%	6,88%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	7,79%	7,67%	8,03%	3,22%	7,48%
5. Амортизация основных средств	4,66%	4,87%	5,07%	4,08%	3,79%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	4,67%	5,65%	6,64%	0,73%	1,53%
7. Прочие	21,21%	18,02%	17,28%	12,85%	17,16%
ИТОГО	100%	100%	100%	100%	100%

В соответствии с приведенными данными:

- основная статья расходов – затраты на топливо – 62,76%;
- сырье и материалы составляет 0,4%;
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 7,48%;
- расходы на ремонт капитальный и текущий составляют 1,53%;
- амортизация ОПФ составляет 3,79%.

10.6. Тарифы на тепловую энергию ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»

10.6.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 134.

Таблица 134. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

ФКП «За- вод им. Я. М. Сверд лова». Та- рифы на тепло- вую энер- гию (мощ- ность) (руб./Г кал)	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-4			А-3			А-2			А-1			А		
	По- ка- за- тель	Прирост		По- ка- за- тель	Прирост		По- ка- за- тель	Прирост		По- ка- за- тель	Прирост		По- ка- за- тель	Прирост	
		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
ФКП «За- вод им. Я. М. Сверд лова» Сети тепло- пункта БУ	1 447 ,56	131 ,60	10,0 0%	1 467 ,24	19, 68	1,3 6%	1 489 ,54	22, 30	1,5 2%	1 712 ,25	222 ,71	14,9 5%	1 796 ,04	83, 79	4,8 9%

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» (руб./Гкал) за период 2018 – 2022 гг. содержит

Таблица 135.

Таблица 135. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» Сети теплопункта БУ	Тыс. Гкал	537,00	493,50	540,01	556,43	576,75

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 136.

Таблица 136. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	Ед.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	ГО «Город Дзержинск» Сети теплопункта БУ	руб./Гкал	1 375,18	1 456,42	1 326,59	1 379,65	1 434,84

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» не установлен.

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» не установлен

**10.6.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент
разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию
ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова»**

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов
ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» содержит Таблица 137.

Таблица 137. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов Сети теплопункта БУ

ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» " Централизованная система теплоснабжения: - Сети теплопункта БУ"	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.		
		A-2	A-1			A			A			A		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
				Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	0	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0,00	0	0%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0,00	0	0%
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	0	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0,00	0	0%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	0	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0,00	0	0%
5. Энергия	тыс. руб.	898,30	965,91	68	8%	1 027,56	62	6%	942,72	-85	-8%	980,43	38	4%
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1 436,62	1 544,75	108	8%	1 643,35	99	6%	1 507,66	-136	-8%	1 567,97	60	4%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	456,08	490,40	34	8%	521,71	31	6%	478,63	-43	-8%	497,78	19	4%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	1 362,25	1 464,79	103	8%	1 558,29	93	6%	1 429,62	-129	-8%	1 486,80	57	4%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	774,48	832,77	58	8%	885,93	53	6%	4 067,37	3 181	359%	4 230,06	163	4%
10. Итого расходов	тыс. руб.	4 927,72	5 298,63	371	8%	5 636,84	338	6%	8 426,00	2 789	49%	8 763,04	337	4%
11. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0	0%	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0%
12. СНК (собственные нужды котельной)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0	0%	0,00	0	0%	0,00	0	0%	0,00	0	0%
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	4,62	4,62	0	0%	4,62	0	0%	4,62	0	0%	4,62	0	0%
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	4,62	4,62	0	0%	4,62	0	0%	4,62	0	0%	4,62	0	0%
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	1,90	1,90	0	0%	1,90	0	0%	1,90	0	0%	1,90	0	0%
15.1. то же, в %	%	69,96%	69,96%	0	0%	69,96%	0	0%	69,96%	0	0%	69,96%	0	0%
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	2,7160	2,7160	0	0%	2,7160	0	0%	2,7160	0	0%	2,7160	0	0%
Расчетная прибыль	тыс. руб.	-1 451,86	-1 563,64	-112	8%	-1 681,21	-118	8%	-4 822,98	-3 142	187%	-5 015,90	-193	4%
19. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	3 475,86	3 734,99	259	7%	3 955,63	221	6%	3 603,02	-353	-9%	3 747,14	144	4%
17. Тариф на тепловую энергию, (расчетный)	Руб./Гкал	1 279,77	1 375,18	95	7%	1 456,42	81	6%	1 326,59	-130	-9%	1 379,65	53	4%

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2022 гг. (сети теплопункта БУ) содержит
Таблица 138.

Таблица 138. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2. Топливо на технологические цели	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3. Покупная энергия	18,23%	18,23%	18,23%	18,23%	18,23%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	38,41%	38,41%	38,41%	38,41%	38,41%
5. Амортизация основных средств	27,64%	27,64%	27,64%	27,64%	27,64%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7. Прочие	15,72%	15,72%	15,72%	15,72%	15,72%
ИТОГО	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

В соответствии с приведенными данными:

- основная статья расходов – покупная энергия – 18,23%;
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 38,41%;
- амортизация ОПФ составляет 27,64%.

10.6.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» не установлена.

10.6.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в зонах деятельности ФКП «Завод им. Я. М. Свердлова» не установлена.

10.7. Тарифы на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз»

10.7.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ООО «Дзержинсктеплогаз» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 139.

Таблица 139. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

ООО «Дзержинсктепло- газ». Тарифы на тепло- вую энергию (мощность) (руб./Гкал)	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-3			А-2			А-1			А			А		
	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
		Абс	Отн.		Абс	Отн.		Абс	Отн.		Абс	Отн.		Абс	Отн.
Котельные ул. Строите- лей д.9, ул. Комбрига Па- толичева д.37а. Населе- ние и приравненные ка- тегории	2 184,70	42,85	2,00%	2 245,01	60,31	2,76%	2 309,05	64,04	2,85%	2 390,15	81,10	3,51%	2 603,05	212,90	8,91%
Котельная пр. Ленина д. 8а. Население и прирав- ненные категории	1 937,30	---	---	1 995,34	58,04	3,00%	2 057,95	62,61	3,14%	2 333,99	276,04	13,41%	2 333,99	0,00	0,00%

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ООО «Дзержинсктеплогаз» (руб./Гкал) за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 140.

Таблица 140. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	ООО «Дзержинсктеплогаз»	Тыс. Гкал	15,85	20,94	8,36	9,27	9,27

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО ООО «Дзержинсктеплогаз» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 141.

Таблица 141. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	Ед.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		изм.	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1.	ГО «Город Дзержинск»	руб./Гкал	2 170,36	2 211,13	2 390,66	2 486,29	2 576,95

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности ООО «Дзержинсктеплогаз» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ООО «Дзержинсктеплогаз» не установлен

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для ООО «Дзержинсктеплогаз» не установлен.

10.7.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ООО «Дзержинсктеплогаз»

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов ООО «Дзержинсктеплогаз» содержит Таблица 142.

Таблица 142. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A			
		Пока-затель	Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост	
				Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
1. Сы-рье, основ-ные мате-риалы	тыс. руб.	8,92	14,04	5,12	57,40 %	18,72	4,68	33,33 %	8,92	-9,8	- 52,35 %	19,47	10,55	118,2 7%		-19,47	- 100,00 %
2. Вспо-мога-тель-ные мате-риалы	тыс. руб.	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%		0	0,00%
3. Ра-боты и услуги произ-вод. харак-тера	тыс. руб.	184,81	370,67	185,86	100,5 7%	61,39	- 309, 3	- 83,44 %	184,81	123, 42	201,04 %	63,85	-120,96	- 65,45 %	1119,8 4	1055, 99	1653,8 6%
4. Топ-ливо на техно-логи-че-ские цели	тыс. руб.	9 823,41	16 324,78	6 501,37	66,18 %	6 817,07	-9 508	- 58,24 %	9 823,41	3 006	44,10 %	7 089,75	-2 734	- 27,83 %	9 418,05	2 328	32,84 %
5. Энер-гия	тыс. руб.	2 121,25	3 523,29	1 402,04	66,09 %	1 915,75	-1 608	- 45,63 %	2 121,25	206	10,73 %	2 972,81	852	40,14 %	3 226,24	253	8,52%

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-5	А-4		А-3			А-2			А-1			А			
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1 158,28	1 940,05	781,77	67,49 %	664,4	-1 276	- 65,75 %	1 158,28	494	74,33 %	690,98	-467	- 40,34 %	5368	4 677	676,87 %
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	347,48	582,02	234,54	67,50 %	163,95	- 418, 1	- 71,83 %	347,48	183, 53	111,94 %	170,51	-176,97	- 50,93 %	1621,4 6	1450, 95	850,95 %
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	13,34	21,73	8,39	62,89 %	5,82	- 15,9 1	- 73,22 %	13,34	7,52	129,21 %	6,05	-7,29	- 54,65 %	0	-6,05	- 100,00 %
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	5 359,95	8 767,42	3 407,47	63,57 %	4 992,73	-3 775	- 43,05 %	5 359,95	367	7,36%	5 192,44	-168	- 3,13%	2 328,16	-2 864	- 55,16 %
10. Итого расходов	тыс. руб.	19 017,44	31 544,00	12 526,56	65,87 %	14 639,83	-16 904	- 53,59 %	19 017,44	4 378	29,90 %	16 205,86	-2 812	- 14,78 %	23 081,75	6 876	42,43 %

Наименование тепло-снаб-жающей орга-низа-ции	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A			
		Пока-затель	Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
11. Объем вы-раба-тывае-мой тепл. энер-гии	тыс. Гкал	10,3929	16,16	5,7671	55,49 %	21,25	5,09	31,50 %	9,42	-11,83	-55,67 %	9,37	-0,05	-0,53%	9,37	0	0,00%
12. СНК (соб-ствен-ные нужды ко-тель-ной)	тыс. Гкал	0	0,3094	0,3094	0,00%	0	-0,309	-100,00 %	0,3094	0,3094	0,00%	0,0973	-0,2121	-68,55 %	0,0973	0	0,00%
13. Покуп-ная тепло-вая энер-гия	тыс. Гкал	0	0	0	0,00%	3,29	3,29	0,00%	0	-3,29	-100,00 %	0	0	0,00%	0	0	0,00%
14. От-пуск тепло-вой энер-гии в сеть	тыс. Гкал	10,39	15,85	5,4606	52,56 %	21,25	5,3994	34,06 %	9,11	-12,139	-57,13 %	9,27	0,1621	1,78%	9,27	0	0,00%

Наименование тепло-снаб-жающей орга-низа-ции	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A			
		Пока-затель	Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост		Пока-затель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
15. По-тери тепло-вой энер-гии	тыс. Гкал	0,45	0,612	0,162	36,00 %	0,18	- 0,432	- 70,59 %	0,45	0,27	150,00 %	0,18	-0,27	- 60,00 %	0,18	0	0,00%
15.1. то же, в %	%	4,33%	3,86%	-0,47%	- 10,85 %	0,85%	-0,03	- 78,06 %	4,94%	0,0409	483,11 %	1,94%	0,02998119	- 60,70 %	1,94%	0	0,00%
16. По-лез-ный отпуск тепло-вой энер-гии, Всего, в т.ч.:	Тыс. Гкал	9,94	15,2386	5,2986	53,31 %	21,07	5,8314	38,27 %	8,6606	- 12,409	- 58,90 %	9,0927	0,4321	4,99%	9,0927	0	0,00%
17. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	19 017,45	31 544,00	12 526,55	65,87 %	14 081,00	-17 463	- 55,36 %	19 017,45	4 936	35,06 %	14 644,24	-4 373	- 23,00 %	23 081,75	8 438	57,62 %
18. Тариф на тепло-вую энер-гию, горя-чее	Руб./Гкал	1 913,22	2 070,01	156,7821	8,19%	668,30	- 1402	- 67,72 %	2 195,86	1527,6	228,58 %	1 610,55	- 585,309133	- 26,66 %	2 538,49	927,9433	57,62 %

Наименование тепло-снаб-жающей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		
водоснабжение, руб./Г кал																

Изменения в структуре тарифа за период 2019 – 2023 гг. содержит Таблица 143.

Таблица 143. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные материалы, вспомогательные материалы	0,05%	0,04%	0,13%	0,12%	0,00%
2. Работы и услуги производственного характера (в том числе ремонт)	0,97%	1,18%	0,13%	0,14%	4,85%
3. Топливо на технологические цели	51,65%	51,75%	46,57%	43,61%	40,80%
4. Энергия	11,15%	11,17%	5,66%	5,32%	13,98%
5. Затраты на оплату труда и страховые взносы	7,92%	8,00%	0,04%	0,04%	30,28%
6. Амортизация основных средств	0,07%	0,07%	0,42%	0,39%	0,00%
7. Прочие затраты	28,18%	27,79%	34,10%	32,04%	10,09%
ИТОГО	100%	100%	87%	82%	100%

В соответствии с приведенными данными:

- основная статья расходов – затраты на топливо – 40,8%;
- энергия – 13,98%
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 30,28%

10.7.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности ООО «Дзержинсктеплогаз» не установлена.

10.7.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в зонах деятельности ООО «Дзержинсктеплогаз» не установлена.

10.8. Тарифы на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»

10.8.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 144.

Таблица 144. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

ГБУ ОСРЦИ «Пушкино».	2018 г.	2019 г.				2020 г.			2021 г.			2022 г.		
	A-4	A-3				A-2			A-1			A		
	Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.	
Тарифы на тепловую энергию (мощность) (руб./Гкал)	2163,1	2206,3	43,2	2,0%	2 260,25	53,95	2,5%	2 318,29	58,04	2,6%	2 633,44	315,2	13,6%	

На основании данных таблицы:

- рост тарифа составляет от 2% до 13,6%.

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» (руб./Гкал) за период 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 145.

Таблица 145. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»	1,31	1,31	1,31	1,48	0,17

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 146.

Таблица 146. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		А-4	А-3	А-2	А-1	А
1.	ГО «Город Дзержинск»	2 127,35	2 186,87	2 235,98	2 303,06	2 633,44

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» не установлен.

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» не установлен.

10.8.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию ГБУ ОСРЦИ «Пушкино»

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» содержит Таблица 147.

Таблица 147. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.				2020 г.			2021 г.			2022 г.		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель
				Абс.	Относит.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.	
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	148,75	154,71	5,96	4,01%	151,09	-3,62	-2,34%	179,80	29	19%	30,00	-14	-32%	
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00	0	0%	0,00	0	0%	
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	361,61	385,54	23,92	6,62%	379,55	-5,99	-1,55%	451,66	72	19%	70,00	-32	-32%	
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	755,07	773,24	18,17	2,41%	765,14	-8,1	-1,05%	910,52	145	19%	0,00	0	0%	
5. Энергия	тыс. руб.	138,27	144,33	6,07	4,39%	141,86	-2,47	-1,71%	168,81	27	19%	25,40	-12	-32%	
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	397,64	416,35	18,71	4,70%	409,45	-6,9	-1,66%	487,25	78	19%	50,00	-23	-32%	
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	119,29	124,91	5,61	4,70%	122,84	-2,07	-1,66%	146,18	23	19%	15,00	-7	-32%	
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	3,3	3,42	0,13	3,84%	3,36	-0,06	-1,83%	4,00	1	19%	8,00	-4	-32%	
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	852,76	898,19	45,43	5,33%	890,25	-7,94	-0,88%	1 059,40	169	19%	29,00	-13	-32%	
10. Итого расходов	тыс. руб.	2 776,69	2 900,69	124	4,47%	2 863,53	-37,15	-1,28%	3 407,60	544	19%	227,40	-105	-32%	
11. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	1,468	1,468	0	0,00%	1,468	0	0,00%	1,64	0,2	12%	1,5110	0	0%	
12. СНК (собственные нужды котельной)	тыс. Гкал	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00	0,0	0%	1,22	0	0%	
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00	0,0	0%	0,00	0	0%	
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	1,46	1,46	0	0,00%	1,46	0	0,00%	1,64	0,2	12%	0,29	0	0%	
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	0,154	0,154	0	0,00%	0,154	0	0,00%	0,15	0,0	0%	0,1170	0	0%	
15.1. то же, в %	%	10,49%	10,49%	0,00%	0,00%	10,49%	0,00%	0,00%	10,39%	0,0	-1%	68,82%	0	0%	
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	1,31	1,31	0	0,00%	1,31	0	0,00%	1,482	0,2	13%	0,17	0	0%	
17. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	2 776,69	2 900,69	124	4,47%	2 863,53	-37,15	-1,28%	3 413,13	550	19%	227,40	-161	-41%	
18. Тариф на тепловую энергию, (расчетный)	Руб./Гкал	2 127,35	2 186,87	59,52	2,80%	2 235,98	49,11	2,25%	2 303,06	67	3%	1 337,65	-949	-41%	

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2022 гг. содержит Таблица 148.

Таблица 148. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	13,19%	13,19%	13,19%	13,19%	13,19%
2. Топливо на технологические цели	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3. Покупная энергия	11,17%	11,17%	11,17%	11,17%	11,17%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	28,58%	28,58%	28,58%	28,58%	28,58%
5. Амортизация основных средств	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	30,78%	30,78%	30,78%	30,78%	30,78%
7. Прочие	12,75%	12,75%	12,75%	12,75%	12,75%
ИТОГО	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

В соответствии с приведенными данными:

- затраты на энергию – 11,17%;
- сырье и материалы (включает в себя сырье, основные и вспомогательные материалы без расходов на ремонт) составляет 13,19%;
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 28,58%
- амортизация ОПФ составляет 3,52%.

10.8.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» не установлена

10.8.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в зонах деятельности ГБУ ОСРЦИ «Пушкино» не установлена.

10.9. Тарифы на тепловую энергию АО «НОКК»

10.9.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию АО «НОКК»

Сведения о тарифах на отпущенную тепловую энергию за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности АО «НОКК» (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2019 – 2022 гг. содержит Таблица 149.

Таблица 149. Тарифы на отпущенную тепловую энергию

Богородский филиал АО «НОКК» (р.п. Горбатовка) Тарифы на тепловую энергию (мощность) (руб./Гкал)	2019 г.	2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
	А-4	А-3			А-2			А-1			А		
	Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.
горячая вода в системе централизованного теплоснабжения	2043,14	1 873,57	- 169,57	- 8,30 %	1 946,58	73,01	3,90 %	2 032,16	85,58	4,40 %	2 215,05	182,89	9,00 %

На основании данных таблицы:

- рост тарифа составляет -5,17%.

Сведения о количестве отпущенной тепловой энергии потребителям за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО АО «НОКК» (руб./Гкал) за период 2018 – 2023 гг. содержит Таблица 150.

Таблица 150. Количество отпущенной тепловой энергии

№ ЕТО	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			А-5	А-4	А-3	А-2	А-1	А
1	АО «НОКК»	Тыс. Гкал	6,05	5,6	6,1	4,61	4,38	4,37

Сведения о средневзвешенном тарифе на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности ЕТО АО «НОКК» за А-тый год актуализации схемы теплоснабжения (руб./Гкал) и динамике роста тарифов на 2018 – 2023 гг. содержит Таблица 151.

Таблица 151. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию

№ п/п	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	Ед.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		изм.	A-5	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1.	АО «НОКК»	руб./Гкал	2 406,76	2631,34	2 192,75	1 905,35	2 011,88	2 215,05

Тариф на теплоноситель для потребителей в зонах деятельности АО «НОКК» не установлен.

Тариф на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности АО «НОКК» не установлен

Тариф на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения для АО «НОКК» не установлен

10.9.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения на тепловую энергию АО «НОКК»

Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов АО «НОКК» содержит Таблица 152.

Таблица 152. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов

Таблица 102. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию и анализ изменений в структуре тарифов																	
Наименование тепло-снаб-жающей орга-низа-ции	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A			
		Показа-тель	Показа-тель	Прирост		Показа-тель	Прирост		Показа-тель	Прирост		Показа-тель	Прирост		Показа-тель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
1. Сы-рье, основ-ные мате-риалы	тыс. руб.	152,90	158,98	6,08	0,04	137,43	-21,55	-0,14	13,58	-123,85	-0,90	0,00	-13,58	-1,00	0,00	0,00	
2. Вспо-мога-тель-ные мате-риалы	тыс. руб.																
3. Ра-боты и услу-ги произ-вод-ственно-го харак-тера	тыс. руб.	176,38	131,89	-44,49	-0,25	151,96	20,07	0,15	145,26	-6,70	-0,04	141,01	-4,25	-0,03	160,18	19,17	0,14
4. Топ-ливо на тех-нологи-ческие цели	тыс. руб.	7 268,31	6 944,80	-323,51	-0,04	6 387,64	-557,16	-0,08	4 692,55	-1 695,09	-0,27	3 434,77	-1 257,78	-0,27	4 247,85	813,08	0,24
5. Энер-гия	тыс. руб.	1 468,09	1 628,91	160,82	0,11	1 527,39	-101,52	-0,06	2 115,01	587,62	0,38	1 758,52	-356,49	-0,17	2 194,64	436,12	0,25
6. За-траты на оплату труда	тыс. руб.	932,37	981,39	49,02	0,05	856,19	-125,20	-0,13	1 727,23	871,04	1,02	1 821,83	94,60	0,05	1 911,83	90,00	0,05

Наименование тепло-снабжение-ющей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			
		А-5	А-4		А-3			А-2			А-1			А			
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	279,71	262,45	-17,26	-0,06	247,11	-15,34	-0,06	512,98	265,87	1,08	515,46	2,48	0,00	619,34	103,89	0,20
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	8,21	10,15	1,94	0,24	9,30	-0,85	-0,08	1 109,91	1 100,61	118,35	0,00	-1 109,91	-1,00	0,00	0,00	
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	4 621,37	4 616,95	-4,42	0,00	4 067,08	-549,87	-0,12	2 233,19	-1 833,89	-0,45	619,64	-1 613,55	-0,72	1 084,57	464,93	0,75
10. Итого расходов	тыс. руб.	14 907,35	14 735,51	-171,84	-0,01	13 384,10	-1 351,41	-0,09	12 549,72	-834,38	-0,06	8 291,23	-4 258,49	-0,34	10 218,42	1 927,19	0,23
11. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	6,88	6,23	-0,65	-0,09	6,74	0,51	0,08	5,11	-1,63	-0,24	4,17	-0,95	-0,18	4,77	0,60	0,14
12. СНК (собственные	тыс. Гкал	0,18	0,18	0,00	0,00	0,19	0,01	0,06	0,15	-0,04	-0,21	0,00	-0,15	-1,00	0,15	0,15	

Наименование тепло-снабжение-ющей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		А-5	А-4			А-3			А-2			А-1			А		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост	
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.			
нужды котельной)																	
13. Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал																
14. Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	6,70	6,05	-0,65	-0,10	6,55	0,50	0,08	4,96	-1,59	-0,24	4,17	-0,79	-0,16	4,61	0,45	0,11
15. Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	0,65	0,45	-0,20	-0,31	0,45	0,00	0,00	0,35	-0,10	-0,22	0,00	-0,35	-1,00	0,00	0,00	
15.1. то же, в %	%	0,09	0,07	-0,02	-0,24	0,07	-0,01	-0,08	0,08	0,01	0,14	0,00	-0,08	-1,00	0,00	0,00	
16. Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	6,05	5,60	-0,45	-0,07	6,10	0,50	0,09	4,61	-1,49	-0,24	4,17	-0,45	-0,10	4,61	0,45	0,11
19. ИТОГО НВВ	тыс. руб.	14 553,68	14 735,51	181,83	0,01	13 384,10	-1 351,41	-0,09	8 789,78	-4 594,32	-0,34	8 291,23	-498,55	-0,06	10 218,42	1 927,19	0,23
17. Тариф на	Руб./Гкал	2 464,02	2 631,34	167,32	0,07	2 194,11	-437,23	-0,17	2 720,39	526,28	0,24	1 989,37	-731,03	-0,27	2 215,05	225,68	0,11

Наименование тепло-снабжение-ющей организации	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.		2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.		
		A-5	A-4		A-3			A-2			A-1			A		
		Показатель	Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост		Показатель	Прирост
Абс.	Отн.			Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		Абс.	Отн.		
тепловую энергию, (расчетный)																

Изменения в структуре тарифа за период 2018 – 2023 гг. содержит Таблица 153.

Таблица 153. Изменения в структуре тарифа

Наименование статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	A-5	A-4	A-3	A-2	A-1	A
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия	1,03%	1,08%	1,03%	0,11%	0,00%	0,00%
2. Топливо на технологические цели	48,76%	47,13%	47,73%	37,39%	41,43%	41,57%
3. Покупная энергия	9,85%	11,05%	11,41%	16,85%	21,21%	21,48%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	8,13%	8,44%	8,24%	17,85%	28,19%	24,77%
5. Амортизация основных средств	0,06%	0,07%	0,07%	8,84%	0,00%	0,00%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	1,18%	0,90%	1,14%	1,16%	1,70%	1,57%
7. Прочие	31,00%	31,33%	30,39%	17,79%	7,47%	10,61%
ИТОГО	100%	100%	100%	100%	100%	100%

В соответствии с приведенными данными:

- основная статья расходов – затраты на топливо – 41,57%;
- затраты на оплату труда и отчисления составляют 24,77 %;
- расходы на ремонт капитальный и текущий составляют 1,57 %.

10.9.3. Плата за подключение потребителей

Плата за подключение потребителей в зонах деятельности АО «НОКК» установлена в следующем решении региональной службы по тарифам Нижегородской области от 19.12.2023 № 57/5 в следующем размере:

Составляющая платы за подключение объектов заявителей, в том числе:

1. Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1) – 103,35 тыс.руб./Гкал/ч;
2. 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) – 6034,95 тыс.руб./Гкал/ч.

10.9.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в зонах деятельности АО «НОКК» не установлена.

10.10. Тарифы в сфере теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения

В МО ГО «Город Дзержинск» нет ценовых зон теплоснабжения.

Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск»

11.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Системы теплоснабжения ГО «Город Дзержинск» были спроектированы на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектным графиком для Дзержинской ТЭЦ, является 145/70 °С, на момент разработки и актуализации схемы теплоснабжения действует график 136/68 °С со срезкой на 110 °С. Фактическая температура теплоносителя в подающем трубопроводе соответствует утвержденному графику (с незначительными отклонениями от 5 до 15 %). Температура теплоносителя в обратном трубопроводе выше, чем в утвержденном графике. Таким образом, происходит перетоп потребителей. график также имеет спрямление для обеспечения нужд горячего водоснабжения потребителей.

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что система централизованного теплоснабжения города имеет развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлических режимов ряда потребителей города возникают вследствие низкой пропускной способности отдельных тепломагистралей. Кроме того, необходимо учитывать неудовлетворительное состояние теплообменного оборудования ЦТП, подключенных к тепломагистралям от Дзержинской ТЭЦ, которое оказывает существенное влияние на ухудшение качества теплоснабжения потребителей.

11.2. Описание существующих проблем организации надёжного и теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск» (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Износ магистральных и квартальных тепловых сетей в системе тепловых сетей города, трубопроводы которых имеют срок службы более 20 лет, составляет более 60 %. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет около 20 лет.

Доля повреждений на трубопроводах тепловых сетей источников тепловой энергии, вызванных интенсивной наружной коррозией, составляет около 70 % от общего числа повреждений. К повреждениям такого типа приводит неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер в части антикоррозионных мероприятий, а именно: заиливание и затопление водой теплопроводов, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов. По результатам расчетов вероятности безотказной работы систем транспорта теплоносителя для магистральных трубопроводов от Дзержинской ТЭЦ и ряда котельных выявлено, что на всех участках соблюдаются нормативные показатели надёжности. Существенный износ

строительных конструкций ЦТП также, в свою очередь, отрицательно сказывается на надежности и безопасности теплоснабжения потребителей.

Проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей могут быть обусловлены завышенными расходами теплоносителя, отсутствием необходимого регулирования в ИТП и ЦТП, нарушением требований по максимальному давлению в обратном трубопроводе тепловой сети.

11.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения

1. Средняя величина фактических потерь через тепловую изоляцию магистральных трубопроводов теплосети превышает нормативные значения за счет обветшания теплоизоляции и роста доли трубопроводов, требующих срочной замены. Это обстоятельство приводит к существенным финансовым потерям теплоснабжающей организации.

2. Низкий уровень теплофикационной выработки на Дзержинской ТЭЦ в неотапительном периоде обуславливает высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии.

3. Разрегулированность систем теплоснабжения (потери от «перетоков»).

4. Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (завышенный расход теплоносителя) и сопутствующие ему «недотопы» и «перетоки» отдельных зданий.

Для решения перечисленных проблем систем теплоснабжения от источников тепловой энергии МО ГО «Город Дзержинск» предлагается ряд мероприятий, направленных на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей, а также обеспечивающих рациональное развитие рассмотренных систем теплоснабжения.

Подробная информация о предлагаемых мероприятиях на источниках и тепловых сетях, сроках реализации и необходимых финансовых потребностях приводится в Книгах 5, 7 и 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск».

11.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Анализ работы источников тепловой энергии в МО ГО «Город Дзержинск» не выявил проблем в снабжении топливом.

11.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов по источникам тепловой энергии и системе тепловых сетей МО ГО «Город Дзержинск» отсутствуют.

11.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения МО ГО «Город Дзержинск», произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, произошли следующие изменения – котельная в п. Пыра переведена на газовое топливо.