Актуализация
Схемы теплоснабжения
Дружногорского городского поселения
на 2021-2023 гг.
на период до 2035 года

Обосновывающие материалы

Санкт–Петербург
2023 год

НЕВСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА

СОГЛАСОВАНО:	УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор ООО «Невская Энергетика»	Глава администрации Гатчинского муниципального района
_____Кикоть Е. А.	_____Нещадим Л. Н.
«_____» _____2023 г.	«_____» _____2023 г.

Актуализация
Схемы теплоснабжения
Дружногорского городского поселения
на 2021-2023 гг.
на период до 2035 года

Обосновывающие материалы

Санкт–Петербург

2023

Содержание

Содержание....3
Определения....15
Перечень принятых обозначений....17
Введение....18
1. ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ....19
1.1. Функциональная структура теплоснабжения....19
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними....19
1.1.2. Описание зон действия производственных котельных....20
1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения....20
1.1.4. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения....20
1.2. Источники тепловой энергии....21
1.2.1. Котельная №21 пос. Дружная Горка....21
1.2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования....21
1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки....21
1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности...21
1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто....22
1.2.1.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса....22
1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)....22
1.2.1.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха....23
1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования....24
1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети....25
1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии25
1.2.1.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии....26
1.2.1.12. 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....26
1.2.2. Котельная №43 д. Лампово....27
1.2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования....27
1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки....27
1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности....27
1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто....28

1.2.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 28
1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) 28
1.2.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха 29
1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования 30
1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 31
1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 31
1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 31
1.2.2.12. 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 31
1.2.3. Котельная №58 пос. Дружная Горка 32
1.2.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования....32
1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки 32
1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности... 32
1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто 33
1.2.3.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 33
1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) 33
1.2.3.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха 33
1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования 34
1.2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 35
1.2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 35
1.2.3.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 35
1.2.3.12. 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 35
1.2.2. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения....36
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты....37
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии 37
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии....37
1.3.3. 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 подключенной тепловой нагрузки 42
1.3.3.1. СЦТ котельной №21 пос. Дружная Горка 42
1.3.3.2. СЦТ котельной №43 д. Лампово 45
1.3.3.3. СЦТ котельной №58 пос. Дружная Горка 47
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 49
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов 49
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 49
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 50
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики 51
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей 60
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно – восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей 61
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 61
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 61
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабежния) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 67
1.3.14. Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года 69
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 70
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям 70
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям 72
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 72
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 72
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 73
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию 73
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) 73
1.3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 73
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии 74
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии 78
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии 78
1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии 80
1.5.3. Случаи и условия применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 80
1.5.4. Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 80
1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 81
1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения 83

1.5.7. Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии 85
1.5.8. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 85
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 86
1.6.1. 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, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения 86
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения....87
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя 89
1.6.4. Причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения....89
1.6.5. Резервы 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....89
1.6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 89
1.7. Балансы теплоносителя 90
1.7.1. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть....90
1.7.1.1. Нормативный режим подпитки....90
1.7.1.2. Аварийный режим подпитки....91
1.7.2. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения....92
1.7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .92
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом 93
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии 93
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями....94
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки 94
1.8.4. Использование местных видов топлива....94
1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543–2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения....95
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем

поселении, городском округе 95
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа 95
1.8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 95
1.9. Надежность теплоснабжения 96
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей 96
1.9.2. Частота отключений потребителей 100
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения 100
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) 100
1.9.5. 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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" 101
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении 101
1.9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 101
1.10. Технико–экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций 102
1.10.1 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 104
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 105
1.11.1. 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 105
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения 106
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения 107
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 107
1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет 107
1.11.6. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 107
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения 108

1.12.1. Описание существующих проблемы организации качественного теплоснабжения 108
1.12.2. Описание существующих проблемы организации надежного теплоснабжения 108
1.12.3. Описание существующих проблемы развития системы теплоснабжения 109
1.12.4. Описание существующих проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....109
1.12.5. Описание анализа предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....109
2. ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 110
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....110
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий 112
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....114
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....118
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения.....120
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии 120
2.7. Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....120
2.8. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.....121
2.9. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии.....121
2.10. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....121
3. ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ 122
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов 123
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения 124
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное 136
3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть 136
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.....139
3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку 141
3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя 142
3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....143
3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....144
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев

перспективного развития тепловых сетей 145
4. ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....148
4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды .148
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с помощью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии 153
4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....164
4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 165
5. ГЛАВА 5. МАСТЕР ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 167
5.1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....167
5.2. Технико–экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.....170
5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения – на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.....170
5.4. Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 170
6. ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ 171
6.1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....171
6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей и исполнением открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.....171
6.3. Сведения о наличии баков–аккумуляторов 173
6.4. Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....173
6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения 173
6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....175

6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для зон действия источников тепловой энергии 175
7. ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 177
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 177
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей 181
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 181
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 182
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 182
7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок 182
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии 183
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 183
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 183
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии 184
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями 184
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения 184
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива 190
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах 190
7.15. Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения 190

7.16. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью ..206
7.17. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....206
7.18. Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке 206
7.19. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива..... 207
7.20. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии.....207
8. ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) И МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 208
8.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) 208
8.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах.....208
8.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения 208
8.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных 209
8.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....209
8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....209
8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 212
8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций. 212
8.9. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них 212
9. ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ 213
9.1. Технико–экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения 213
9.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии.....213
9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения 214
9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.....215
9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения 215

9.6. Предложения по источникам инвестиций 217
9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов 217
10. ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ 218
10.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения 218
10.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива 223
10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива 224
10.4. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543–2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 224
10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе 224
10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа 224
10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии 225
11. ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 226
11.1. Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения 233
11.2. Методы и результаты обработки данных по восстановлениям отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановление отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения 237
11.3. Результаты оценки вероятности отказа и безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам 240
11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки 245
11.5. Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии 248
11.6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования 251
11.7. Установка резервного оборудования 251
11.8. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть 252
11.9. Резервирование тепловых сетей смежных районов 252
11.10. Устройство резервных насосных станций 252
11.11. Установка баков–аккумуляторов 252
11.12. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них 253
12. ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ..254
12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции,

технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей 254
12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей 255
12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций.....258
12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения 260
12.4.1 Основные принципы расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....260
12.4.2 Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей 261
12.5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....262
12.6. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности.....266
13. ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ 267
13.1. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения 270
14. ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ 271
14.1. Тарифно–балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....271
14.2. Тарифно–балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации 271
14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно–балансовых моделей.....271
14.4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения 271
15. ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....273
15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения 273
15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.....273
15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации 273
15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации 278
15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации 278
15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 280
16. ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....281
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....281
16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них 281
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения 282

17. ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 283
17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения 283
17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения 283
17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения 283
18. ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 284

Определения

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее – мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)

Термины	Определения
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	Отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно–модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
10	НВВ	Необходимая валовая выручка
11	НДС	Налог на добавленную стоимость
12	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
13	НС	Насосная станция
14	НТД	Нормативная техническая документация
15	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
16	ОВ	Отопление и вентиляция
17	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
18	ПИР	Проектные и изыскательские работы
19	ПНС	Повысительная насосная станция
20	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
21	ППУ	Пенополиуретан
22	СМР	Строительно–монтажные работы
23	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
24	ТЭ	Тепловая энергия
25	ХВО	Химводоочистка
26	ХВП	Химводоподготовка
27	ЦТП	Центральный тепловой пункт
28	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения

Введение

Проект схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения на перспективу до 2035 г. разработан в соответствии с требованиями действующих нормативно–правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190–ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (с изменениями на 16 марта 2019 года).

Схема теплоснабжения содержит предпроектные материалы по обоснованию развития систем теплоснабжения для эффективного и безопасного функционирования и служит защите интересов потребителей тепловой энергии.

Описание существующего положения в сфере теплоснабжения основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций, действующих на территории поселения.

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований, действующих федеральных, региональных и местных нормативно–правовых актов.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Дружногорское городское поселение — муниципальное образование в составе Гатчинского муниципального района Ленинградской области. Административный центр — Дружная Горка. На территории поселения находятся 12 населённых пунктов — 2 поселка, 1 село и 9 деревень. Численность населения на 2022 год составляет 5696 человек.

1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними.

На территории Дружногорского городского поселения существует три системы централизованного теплоснабжения:

- от котельной №21;
- от котельной №58;
- от котельной №43 в д. Лампово.

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

АО «Коммунальные системы Гатчинского района» использует источники тепловой энергии и тепловые сети на правах аренды. Арендная плата за пользование муниципальной собственностью включается в себестоимость оказываемых услуг, формирование арендной платы осуществляется в соответствии с порядком, согласованным собственником и эксплуатирующей организацией в договорах аренды имущественных комплексов.

АО «Коммунальные системы Гатчинского района» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных.

Структура договорных отношений в сфере теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения представлена на рисунке ниже.

Рисунок 1. Структура договорных отношений

На территориях Дружногорского городского поселения, не охваченной зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения.

В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях – электроснабжения и индивидуальных котлов на газообразном топливе. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

1.1.2. Описание зон действия производственных котельных

Согласно полученным данным, на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют производственные котельные.

1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

На территориях Дружногорского городского поселения, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях - электроснабжения и индивидуальных котлов на газообразном топливе. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

1.1.4. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В функциональной структуре теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменений не произошло.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Котельная №21 пос. Дружная Горка

1.2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

На котельной №21 установлено 2 водогрейных котла типа ТТ 100–5000. Суммарная установленная мощность котельной составляет 10 МВт (8,6 Гкал/час). Основное топливо – природный газ.

Котлы ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ 100 – трехходовые стальные, низкотемпературные водогрейные котлы газотрубно–дымогарного типа, оснащенные топкой, работающей под наддувом. Котлы предназначены для производства горячей воды с максимальной температурой 115°С при допустимом рабочем давлении 0,6 МПа.

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице ниже.

Таблица 1. Технические характеристики котельного оборудования котельной №11 пос. Дружная Горка

№ котла	1	2
Марка котла	ТТ 100–5000	ТТ 100–5000
Год ввода в эксплуатацию	2015	2015
Теплопроизводительность, МВт	5,0	5,0
Теплопроизводительность, Гкал/час	4,3	4,3
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,6	0,6
Минимальная температура воды на входе в котел, ºС	60	60
Максимальная температура воды на выходе из котла, ºС	115	115
Объем топки, м^3	3,3	3,3
Водяной объем котла, м^3	5,3	5,3

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

На источнике установлено 2 водогрейных котла типа ТТ 100–5000 тепловой мощностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 10 МВт (8,6 Гкал/ч).

1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной № 21 составляет 10 МВт (8,6 Гкал/час).

1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Потребление тепловой мощности котельной №21 на собственные нужды составляет 0,241 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 8,359 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 2015 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2015 года.

1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На котельной №21 пос. Дружная Горка установлено два водогрейных котла ТТ 100–5000 теплопроизводительностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/час) каждый.

Принципиальная тепловая схема котельной представлена на рисунке ниже.

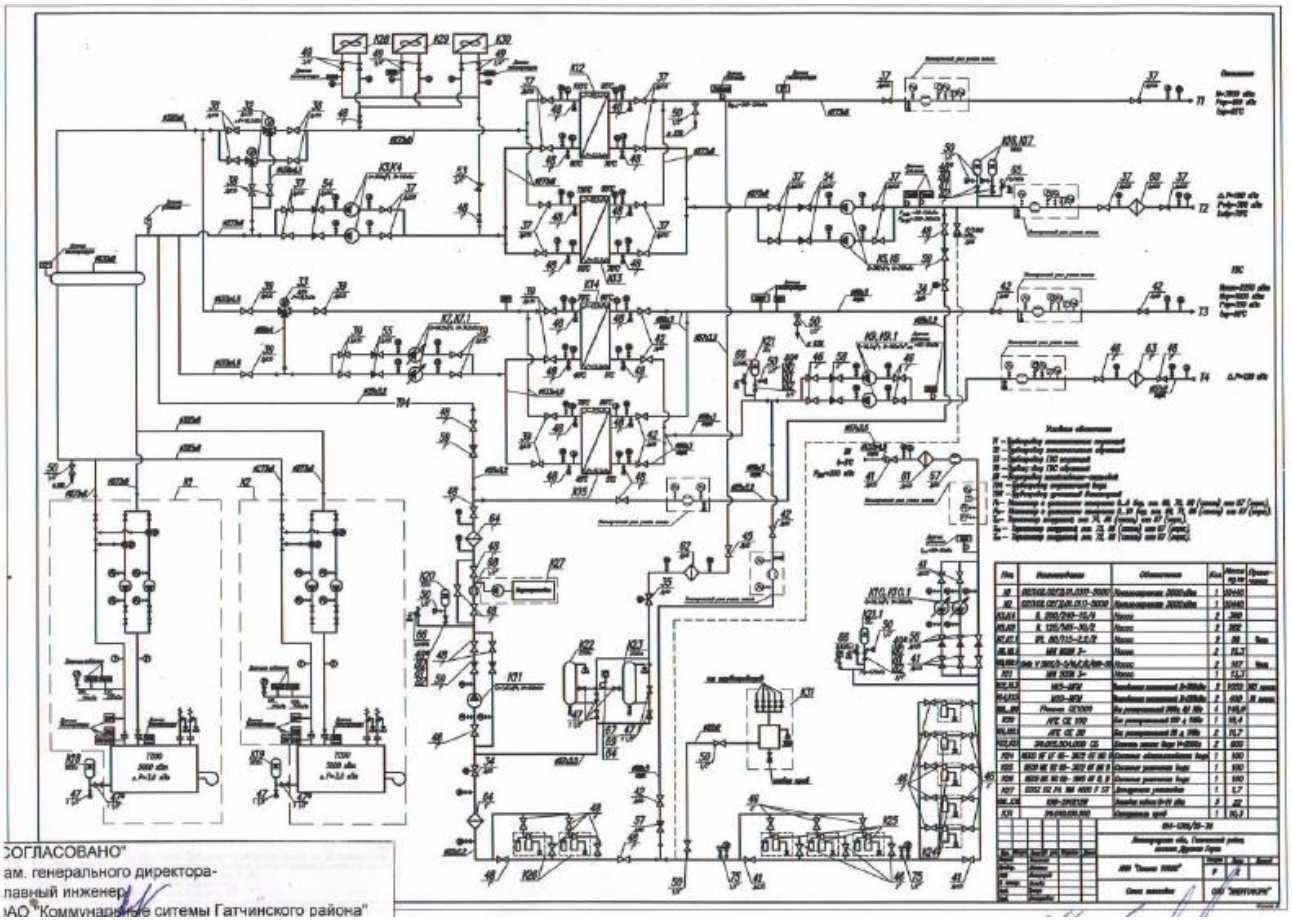


Рисунок 2. Тепловая схема котельной №21 пос. Дружная Горка

1.2.1.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Система теплоснабжения котельной №21 – трехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №21 пос. Дружная Горка осуществляется по температурному графику 95/70°С, в сеть горячего водоснабжения теплоноситель поступает температурой 65°С.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №21 представлен в таблице ниже.

Таблица 2. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №21

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	36,0	32,0	10
9	37,5	32,9	9
8	39,0	33,8	8
7	41,0	35,2	7
6	43,0	36,6	6

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
5	44,5	37,5	5
4	46,0	38,4	4
3	48,0	39,8	3
2	50,0	41,2	2
1	51,5	42,1	1
0	53,0	43,0	0
–1	54,5	43,9	–1
–2	56,0	44,8	–2
–3	57,5	45,7	–3
–4	59,0	46,6	–4
–5	60,5	47,5	–5
–6	62,0	48,4	–6
–7	63,5	49,3	–7
–8	65,0	50,2	–8
–9	66,5	51,5	–9
–10	68,0	52,0	–10
–11	69,5	53,0	–11
–12	71,0	54,0	–12
–13	72,5	55,0	–13
–14	74,0	56,0	–14
–15	75,5	57,0	–15
–16	77,0	58,0	–16
–17	78,5	59,0	–17
–18	80,0	60,0	–18
–19	81,5	61,0	–19
–20	83,0	62,0	–20
–21	84,5	63,0	–21
–22	86,0	64,0	–22
–23	87,5	65,0	–23
–24	89,0	66,0	–24
–25	90,5	67,0	–25
–26	92,0	68,0	–26
–27	93,5	69,0	–27
– 28 и ниже	95,0	70,0	– 28 и ниже

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №21 пос. Дружная Горка работают 2 водогрейных котла ТТ 100–5000. Суммарное время работы котельной за 2022 год составило 8424 часа. Сведения о времени работы котельной №21 представлены в таблице ниже.

Таблица 3. Сведения о времени работы котельной №21

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	0	744
Февраль	672	0	672
Март	744	0	744
Апрель	720	0	720
Май	288	456	744
Июнь	0	720	720
Июль	0	576	576
Август	0	576	576
Сентябрь	360	360	720
Октябрь	744	0	744
Ноябрь	720	0	720
Декабрь	744	0	744
Среднегодовые значения	**5736**	**2688**	**8424**

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится по показаниям приборов учета.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №21 представлены в таблице ниже.

Таблица 4. Статистика аварийных ситуаций на котельной №21

Месяц	2019	2020	2021	2022
Январь	–	–	–	–
Февраль	–	–	–	–
Март	–	–	–	–
Апрель	–	–	–	–
Май	–	–	–	–
Июнь	–	–	–	–
Июль	–	–	–	–
Август	–	–	–	–
Сентябрь	–	–	–	–
Октябрь	–	–	–	–
Ноябрь	–	–	–	–
Декабрь	–	–	–	–
Итого	**н/д**	**н/д**	**н/д**	**н/д**

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №21 пос. Дружная Горка отсутствуют.

1.2.1.12. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.2. Котельная №43 д. Лампово

1.2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

На котельной №43 установлено два котла КВ–ГМ–2,5–95 суммарной установленной мощностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/час). Котельная работает по двухконтурной схеме. Для приготовления воды на нужды теплоснабжения потребителей используются 2 пластинчатых подогревателя ТПР–0,13.

Котлы оборудованы горелочными устройствами CIB Unigas P 91. Мощность горелок 480–2800 кВт. Электродвигатель – 4 кВт (2800 об./мин).

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице ниже.

Таблица 5. Технические характеристики котельного оборудования котельной №43 д. Лампово

№ котла	1	2
Марка котла	КВ–ГМ–2,5–95	КВ–ГМ–2,5–95
Год ввода в эксплуатацию	2002	2002
Теплопроизводительность, МВт	2,5	2,5
Теплопроизводительность, Гкал/час	2,15	2,15
Водяной объем котла, $м^3$	0,85	0,85
КПД котла, %	93%	93%

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

На источнике установлено 2 водогрейных котла типа КВ–ГМ–2,5–95 тепловой мощностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной № 43 составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Потребление тепловой мощности котельной №43 на собственные нужды составляет 0,138 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 4,162 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 2002 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2002 года.

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На котельной №43 д. Лампово установлено два котла КВ–ГМ2,5–95. Котельная работает по независимой схеме: котловой контур отделен от тепловой сети, подогрев воды осуществляется с помощью теплообменников.

Принципиальная тепловая схема котельной представлена на рисунке ниже.

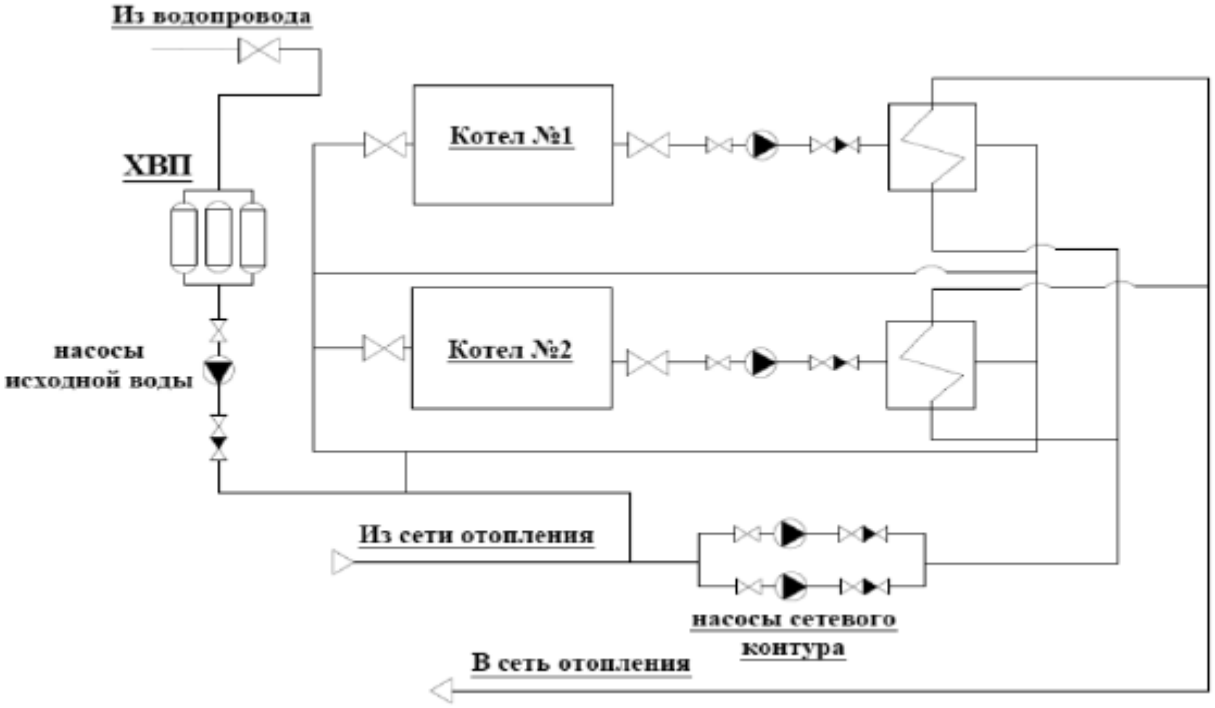


Рисунок 3. Тепловая схема котельной №43 д. Лампово

1.2.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Система теплоснабжения котельной №43 – двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно–количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°С до –4°С регулировки температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки – 60ºС, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска в тепловые сети – 95/70^{0}С.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №43 представлен в таблице ниже.

Таблица 6. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №43

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
–1	60	47	13,0
–2	60	47	13,0
–3	60	47	13,0
–4	60	47	13,0
–5	60,5	47,5	13,0
–6	62	48,4	13,6
–7	63,5	49,3	14,2
–8	65	50,2	14,8
–9	66,5	51,5	15,4
–10	68	52	16,0

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
–11	69,5	53	16,5
–12	71	54	17,0
–13	72,5	55	17,5
–14	74	56	18,0
–15	75,5	57	18,5
–16	77	58	19,0
–17	78,5	59	19,5
–18	80	60	20,0
–19	81,5	61	20,5
–20	83	62	21,0
–21	84,5	63	21,5
–22	86	64	22,0
–23	87,5	65	22,5
–24	89	66	23,0
–25	90,5	67	23,5
–26	92	68	24,0
–27	93,5	69	24,5

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №43 д. Лампово работают 2 водогрейных котла КВ–ГМ–2,5–95. Суммарное время работы котельной за 2022 год составило 8424 часа.

Сведения о времени работы котельной №43 представлены в таблице ниже.

Таблица 7. Сведения о времени работы котельной №43

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	0	744
Февраль	672	0	672
Март	744	0	744
Апрель	720	0	720
Май	288	456	744
Июнь	0	720	720
Июль	0	576	576
Август	0	576	576
Сентябрь	360	360	720
Октябрь	744	0	744
Ноябрь	720	0	720
Декабрь	744	0	744
Среднегодовые значения	**5736**	**2688**	**8424**

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Прибор учета отпуска тепла СПТ–942 на котельной установлен, но находится в нерабочем состоянии. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №43 представлены в таблице ниже.

Таблица 8. Статистика аварийных ситуаций на котельной №43

Месяц	2019	2020	2021	2022
Январь	–	–	–	–
Февраль	–	–	–	–
Март	–	–	–	–
Апрель	–	–	–	–
Май	–	–	–	–
Июнь	–	–	–	–
Июль	–	–	–	–
Август	–	–	–	–
Сентябрь	–	–	–	–
Октябрь	–	–	–	–
Ноябрь	–	–	–	–
Декабрь	–	–	–	–
Итого	**н/д**	**н/д**	**н/д**	**н/д**

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №43 д. Лампово отсутствуют.

1.2.2.12. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.3. Котельная №58 пос. Дружная Горка

1.2.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

На котельной №58 установлено семь водогрейных котлов "Тула–3". Суммарная установленная мощность котельной составляет 1,68 МВт (1,47 Гкал/час).

Чугунно–секционный водогрейный котел «Тула–3» с ручной топкой для сжигания угля предназначен для теплоснабжения жилых, общественных и промышленных зданий. Котлы предназначены для производства горячей воды с максимальной температурой 115°С при допустимом рабочем давлении 0,7 МПа.

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице ниже.

Таблица 9. Технические характеристики котельного оборудования котельной №58 пос. Дружная Горка

№ котла	1	2	3	4	5	6	7
Марка котла	Тула–3	Тула–3	Тула–3	Тула–3	Тула–3	Тула–3	Тула–3
Год ввода в эксплуатацию	1986	1986	1986	1986	1986	1986	1986
Теплопроизводительность, МВт	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60	60	60	60	60	60
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	115	115	115	115	115	115	115

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

На котельной установлено семь водогрейных котлов "Тула–3" теплопроизводительностью 0,24 МВт (0,21 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 1,68 МВт (1,47 Гкал/час).

1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной № 58 составляет 1,68 МВт (1,47 Гкал/ч).

1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Потребление тепловой мощности котельной №58 на собственные нужды составляет 0,065 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 1,405 Гкал/час.

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

Котельная была введена в эксплуатацию в 1986 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1986 года.

1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На котельной №58 пос. Дружная Горка установлено семь водогрейных котлов "Тула–3". Система теплоснабжения выполнена четырёхтрубной, включает две раздельные тепловые сети – двухтрубную сеть отопления и двухтрубную сеть ГВС.

Система теплоснабжения закрытая, зависимая по отоплению. система горячего водоснабжения с открытым разбором воды. Подпитка тепловой сети ГВС производится скважной сырой водой. Тепловая схема котельной отсутствует.

1.2.3.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Система теплоснабжения котельной №58 – четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Теплоснабжение потребителей осуществляется по температурным графикам 95/70ºС и 65/50ºС на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №58 представлен в таблице ниже.

Таблица 10. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №58

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С	Температура наружного воздуха, °С
10	36,0	32,0	10
9	37,5	32,9	9
8	39,0	33,8	8
7	41,0	35,2	7
6	43,0	36,6	6
5	44,5	37,5	5
4	46,0	38,4	4
3	48,0	39,8	3
2	50,0	41,2	2
1	51,5	42,1	1
0	53,0	43,0	0
–1	54,5	43,9	–1
–2	56,0	44,8	–2
–3	57,5	45,7	–3
–4	59,0	46,6	–4
–5	60,5	47,5	–5
–6	62,0	48,4	–6
–7	63,5	49,3	–7
–8	65,0	50,2	–8
–9	66,5	51,5	–9
–10	68,0	52,0	–10
–11	69,5	53,0	–11
–12	71,0	54,0	–12
–13	72,5	55,0	–13
–14	74,0	56,0	–14
–15	75,5	57,0	–15
–16	77,0	58,0	–16
–17	78,5	59,0	–17
–18	80,0	60,0	–18
–19	81,5	61,0	–19
–20	83,0	62,0	–20
–21	84,5	63,0	–21
–22	86,0	64,0	–22
–23	87,5	65,0	–23
–24	89,0	66,0	–24
–25	90,5	67,0	–25
–26	92,0	68,0	–26
–27	93,5	69,0	–27
– 28 и ниже	95,0	70,0	– 28 и ниже

Примечание: допустимо отклонение температуры теплоносителя – 3°С.

1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Суммарное время работы котельной № 58 за 2022 год составило 8424 часа. Сведения о времени работы котельной №58 представлены в таблице ниже.

Таблица 11. Сведения о времени работы котельной №58

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	0	744
Февраль	672	0	672
Март	744	0	744
Апрель	720	0	720
Май	288	456	744
Июнь	0	720	720
Июль	0	576	576
Август	0	576	576
Сентябрь	360	360	720
Октябрь	744	0	744
Ноябрь	720	0	720
Декабрь	744	0	744
Среднегодовые значения	**5736**	**2688**	**8424**

1.2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета тепла на котельной отсутствуют. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

1.2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №58 отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №58 отсутствуют.

1.2.3.12. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения

потребителей отсутствуют.

1.2.2. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения технические характеристики основного оборудования не изменились.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

Система теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка – трехтрубная, с тупиковыми сетями горячего водоснабжения.

Протяженность тепловых сетей составляет 10477,91 м в однотрубном исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,152 м.

Система теплоснабжения котельной №43 д. Лампово – двухтрубная, открытая.

Протяженность тепловых сетей составляет 4950 м в однотрубном исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 159 мм, минимальный – 76 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,124 м.

Система теплоснабжения котельной №58 пос. Дружная Горка – четырехтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 578 м в однотрубном исчислении.

Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 89 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,065 м.

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

На территории Дружногорского городского поселения функционирует 3 системы централизованного теплоснабжения:

- от котельной №21 пос. Дружная Горка;
- от котельной №43 д. Лампово;
- от котельной №58 пос. Дружная Горка.

Схемы тепловых сетей представлены на рисунках ниже.

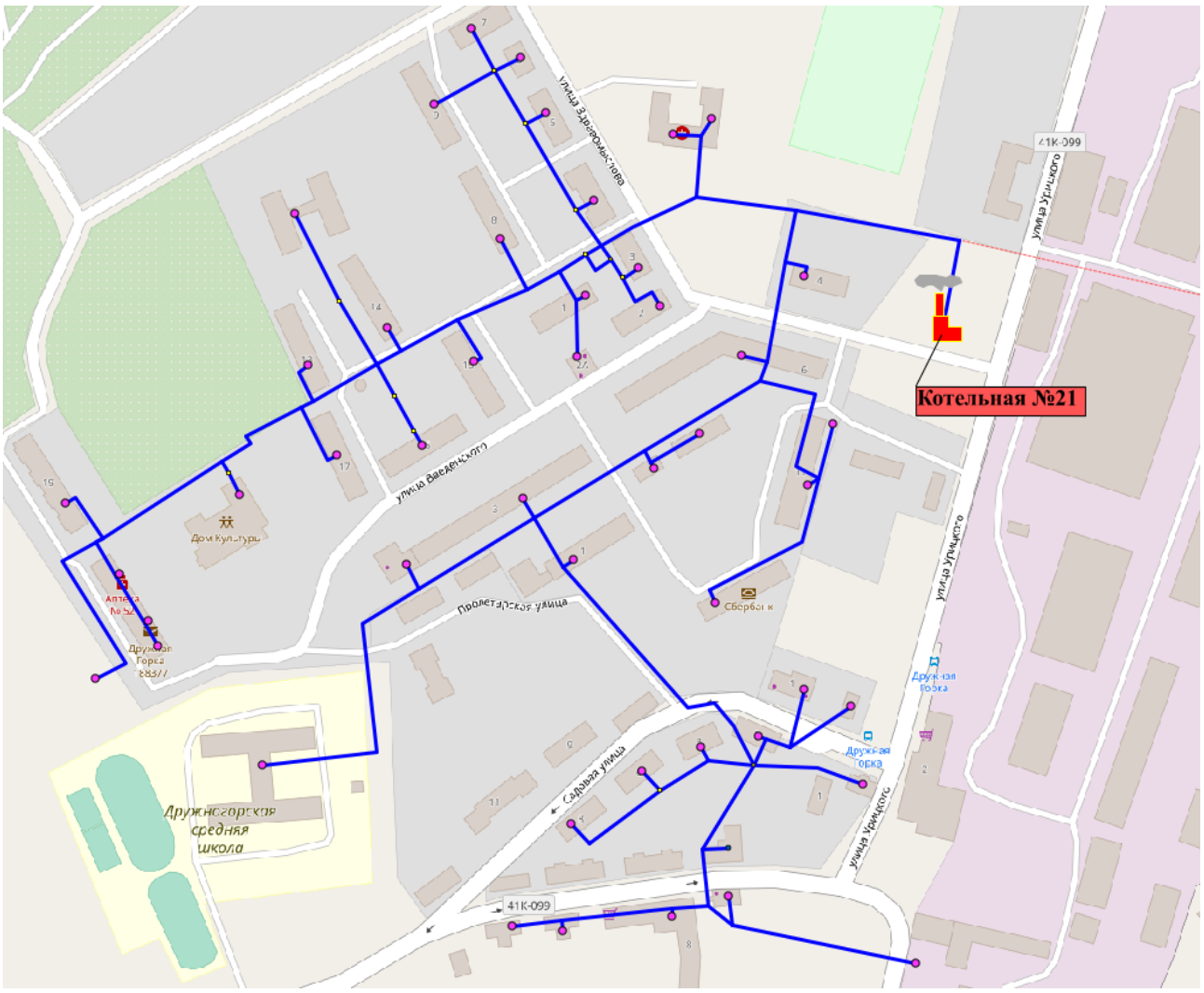


Рисунок 4. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур отопления)

Рисунок 5. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур ГВС)

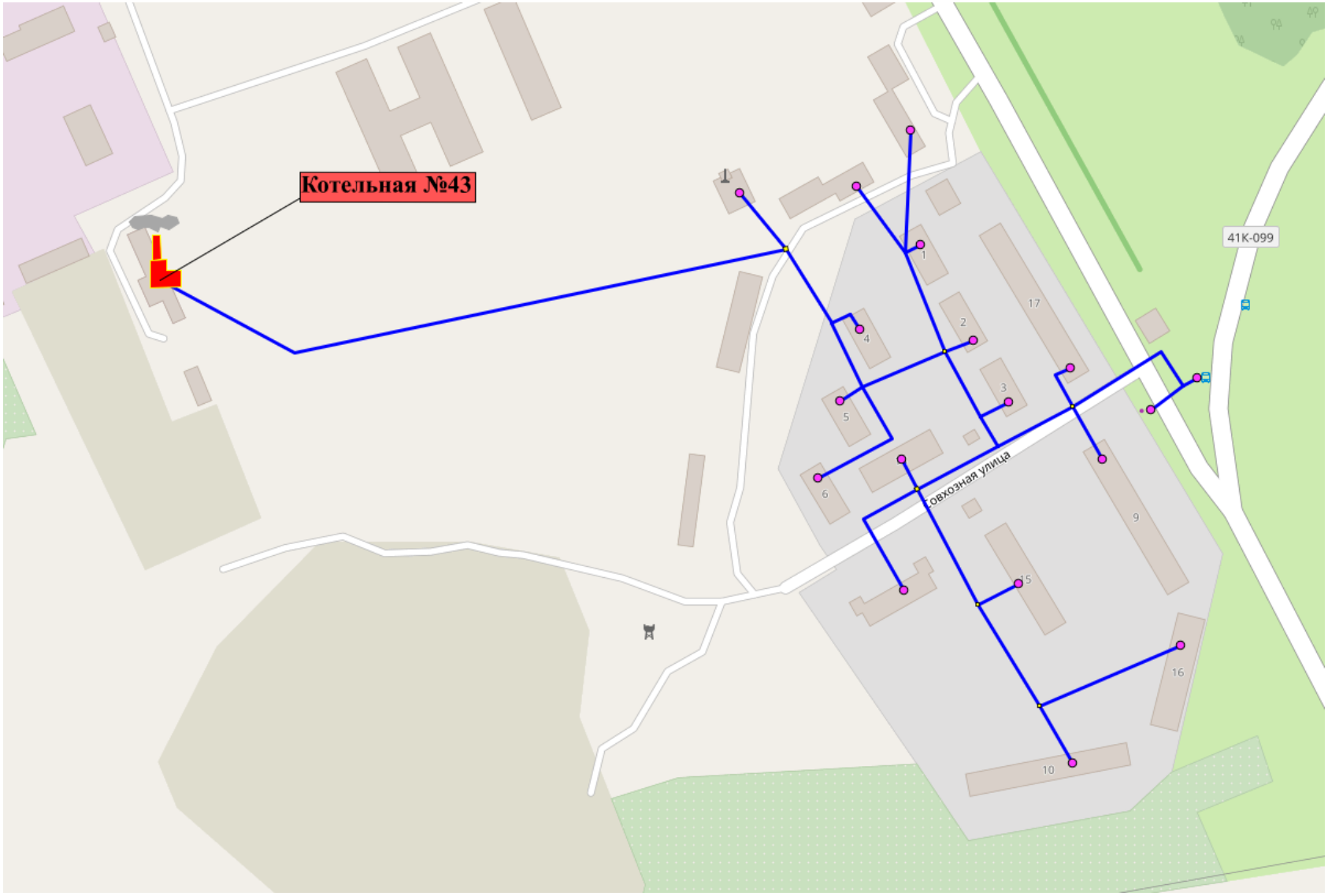


Рисунок 6. Схема тепловых сетей котельной №43 д. Лампово (контур отопления)

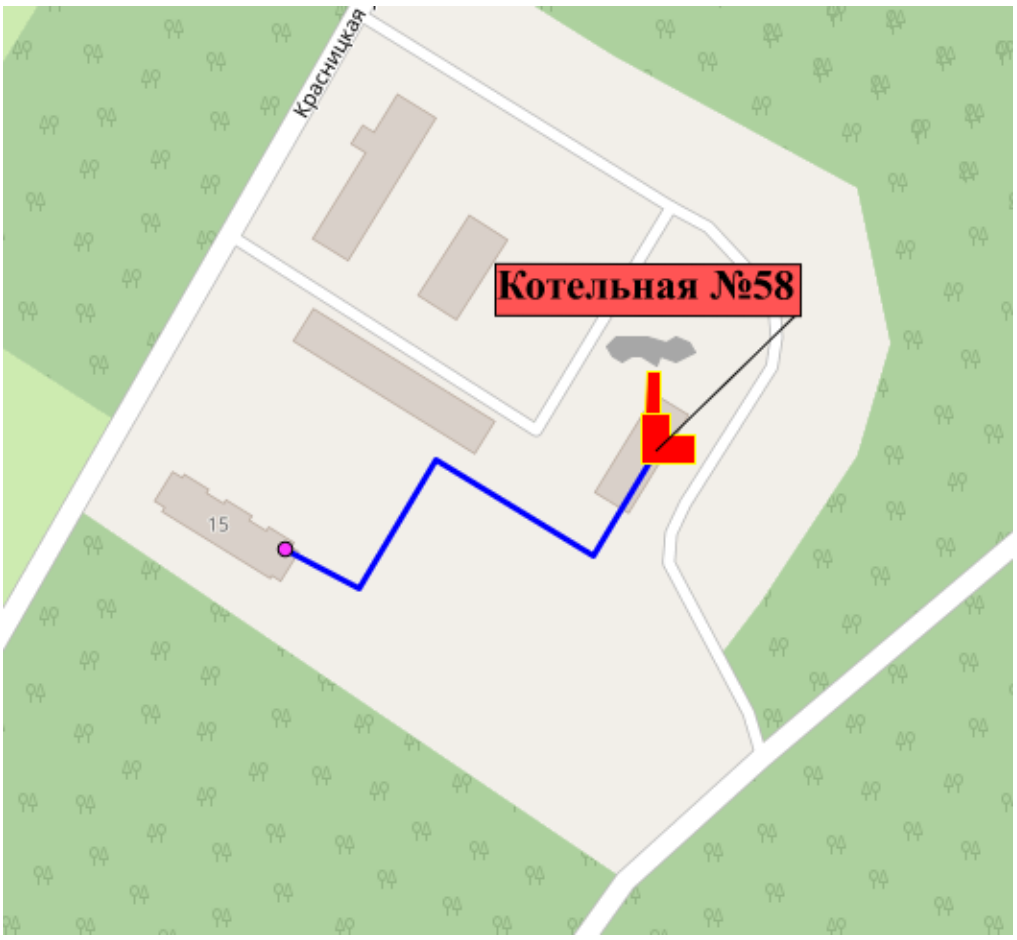


Рисунок 7. Схема тепловых сетей котельной №58 дер. Дружная Горка (контур отопления)

Рисунок 8. Схема тепловых сетей котельной №58 дер. Дружная Горка (контур ГВС)

1.3.3. 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 подключенной тепловой нагрузки

1.3.3.1. СЦТ котельной №21 пос. Дружная Горка

Система теплоснабжения – трехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам.

Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 12, 13 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №21 по типу прокладки графически представлено на рисунке 9. Как видно из диаграммы, среди сетей отопления и горячего водоснабжения наиболее часто применяется надземная прокладка.

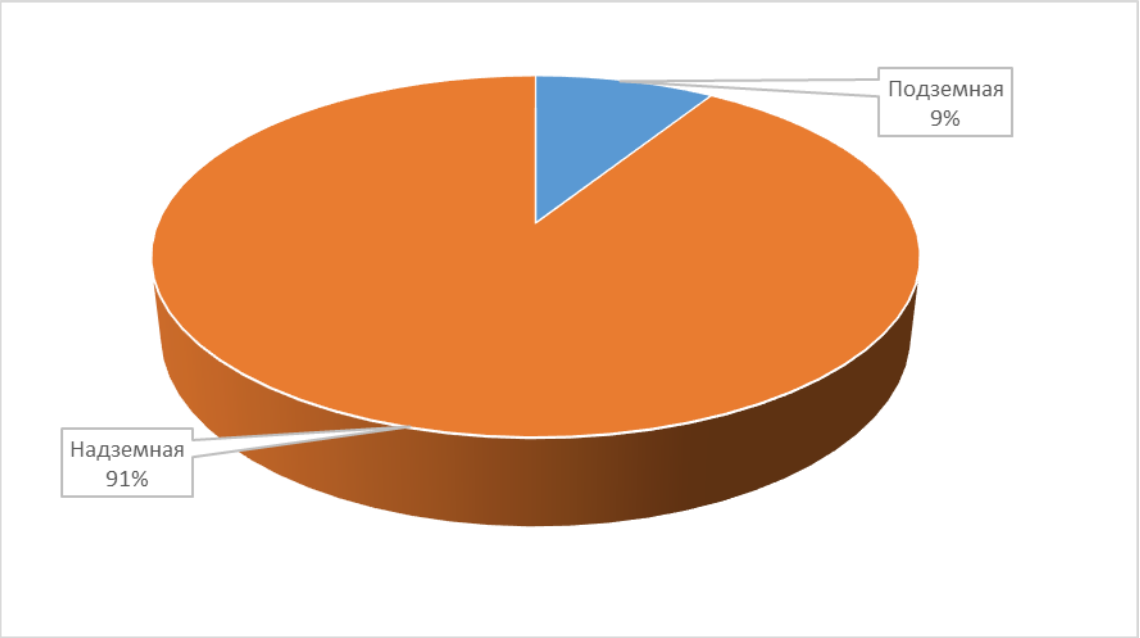


Рисунок 9. Распределение сетей котельной №21 по типу прокладки

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно–перлитовая теплоизоляции труб. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется минвата и рубероид. Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

Таблица 12. Параметры тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопровода на участке Dy, мм		Длина участка, м		Материальная характеристика участка, м2		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого
1	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	150	150	194	194	29,1	29,1	58,2
2	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	100	100	113	113	11,30	11,30	22,60
3	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	70	70	273	273	19,11	19,11	38,22
4	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	50	50	107	107	5,35	5,35	10,7
5	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	300	300	651	651	195,3	195,3	390,6
6	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	200	200	1270	1270	254	254	508
7	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	150	150	330	330	49,5	49,5	99
8	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	125	125	400	400	50	50	100
9	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	100	100	639,16	639,16	63,92	63,92	127,83
10	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	70	70	173	173	12,11	12,11	24,22
11	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	50	50	87	87	4,35	4,35	8,7
ИТОГО						**4237,16**	**4237,16**	**694,04**	**694,04**	**1388,07**
в т.ч. Надземная прокладка						**3550,16**	**3550,16**	**629,18**	**629,18**	**1258,35**
подземная прокладка						**687,00**	**687,00**	**64,86**	**64,86**	**129,72**

Таблица 13. Параметры тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Наружный диаметр трубопроводов на участке D, мм	Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м^2	
				Подающий	Подающий	Подающий	Итого	Подающий	Итого
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	70	76	24	24	1,82	1,82
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	50	57	206	206	11,74	11,74
3	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	125	133	665	665	88,45	88,45
4	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	108	628	628	67,82	67,82
5	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	76	183,59	183,59	13,95	13,95
6	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	57	297	297	16,93	16,93
ИТОГО						**2003,59**	**2003,59**	**200,72**	**200,72**
в т. ч. надземная прокладка						**1773,59**	**1773,59**	**187,15**	**187,15**
подземная прокладка						**230**	**230**	**13,57**	**13,57**

1.3.3.2. СЦТ котельной №43 д. Лампово

Система теплоснабжения – двухтрубная. Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Параметры тепловых сетей представлены в таблице 14.

Распределение тепловых сетей котельной №43 по типу прокладки графически представлено на рисунке 10. Как видно из диаграмм, среди тепловых сетей наиболее часто применяется подземная прокладка.

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно–перлитовая теплоизоляция труб. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется минвата и рубероид.

Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

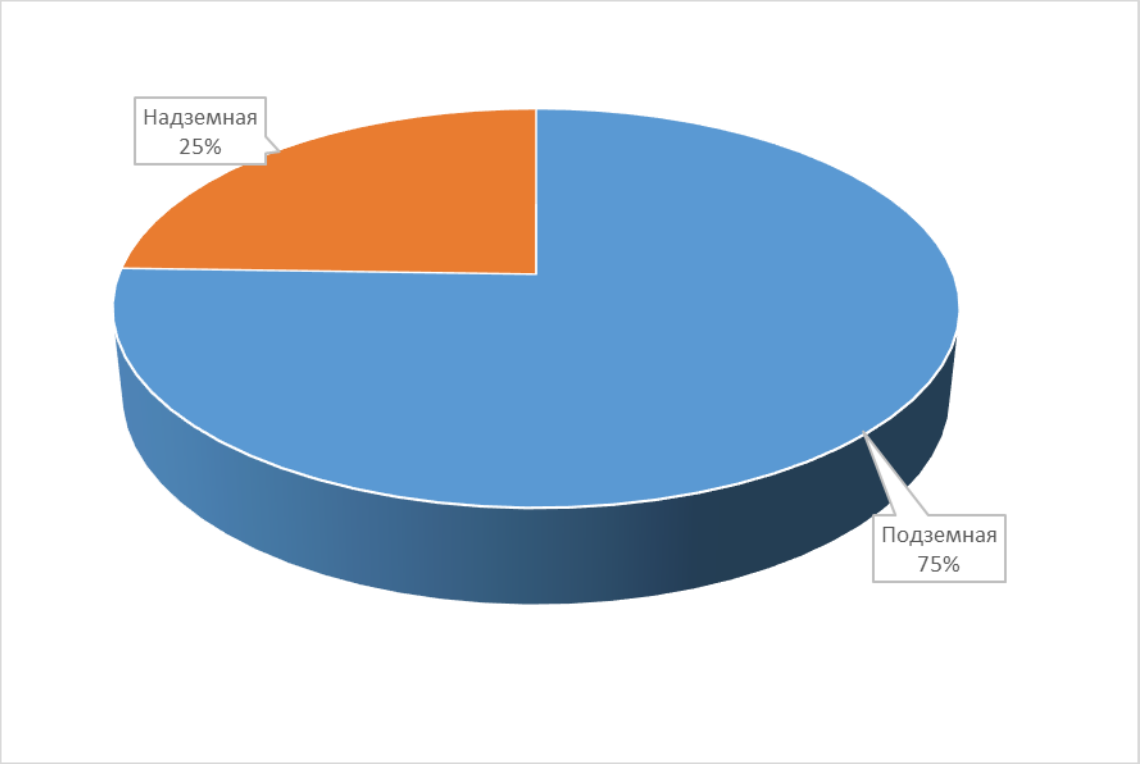


Рисунок 10. Распределение сетей котельной №43 по типу прокладки

.

Таблица 14. Параметры тепловых сетей котельной №43 д. Лампово

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопровода на участке, мм		Длина участка, м		Материальная характеристика участка, м^2		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого
1	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	150	150	700	700	105	105	210
2	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	100	100	1200	1200	120	120	240
3	с 1959 по 1989 г.	подземная	битум–перлит	80	80	75	75	6	6	12
4	с 1959 по 1989 г.	надземная	мин. вата	150	150	500	500	75	75	150
ИТОГО						**2475**	**2475**	**306**	**306**	**612**
в т.ч. Надземная прокладка						**500**	**500**	**75**	**75**	**150**
подземная прокладка						**1975**	**1975**	**231**	**231**	**462**

1.3.3.3. СЦТ котельной №58 пос. Дружная Горка

Система теплоснабжения – четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам.

Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 15, 16 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №58 по типу прокладки графически представлено на рисунке 11. Как видно из диаграммы, среди сетей отопления и горячего водоснабжения наиболее часто применяется надземная прокладка.

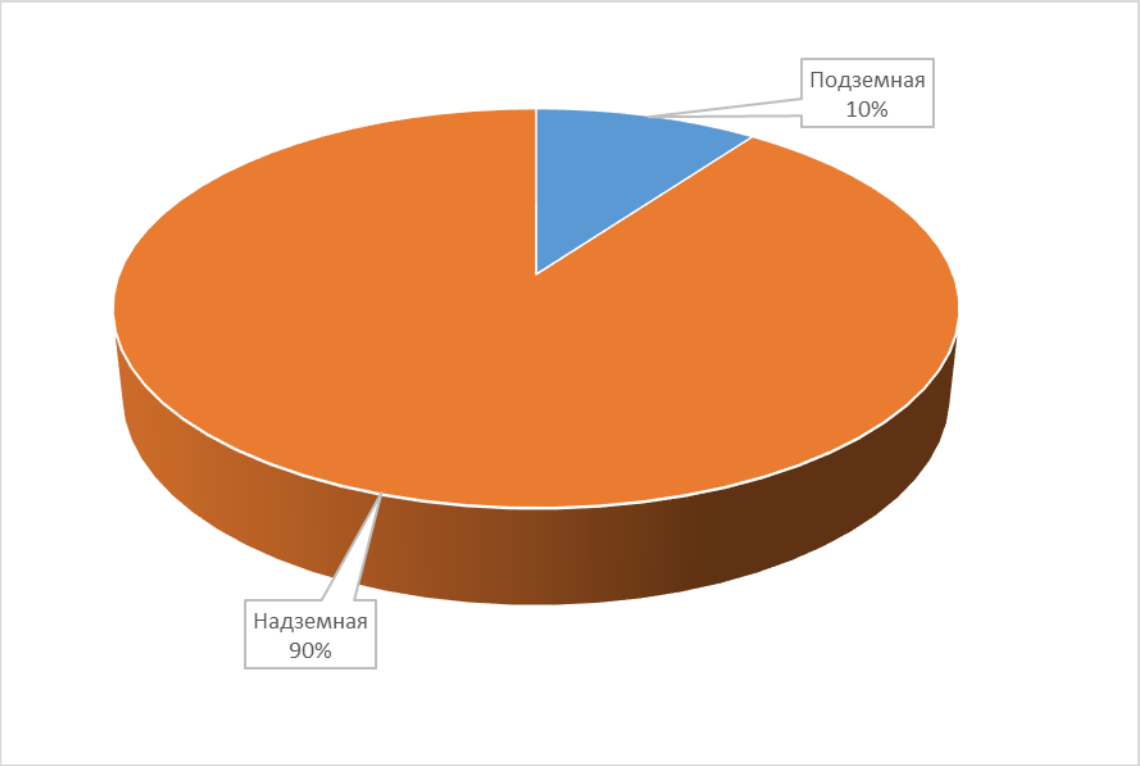


Рисунок 11. Распределение сетей ГВС котельной №58 по типу прокладки

При прокладке тепловых сетей в качестве теплоизоляции применяется минвата с гидроизоляцией труб (рубероид). Все тепловые сети проложены в 1983 году.

Таблица 15. Параметры тепловых сетей котельной №58 пос. Дружная Горка (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика, м^2		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
1	1983	надземная	битум–перлит	80	80	21,5	21,5	43	1,72	1,72	3,44
2	1983	надземная	битум–перлит	80	80	57,5	57,5	115	4,6	4,6	9,2
3	1983	надземная	битум–перлит	80	80	51	51	102	4,08	4,08	8,16
4	1983	подземная	минвата, рубероид	80	80	14,5	14,5	29	1,16	1,16	2,32
Итого						**144,5**	**144,5**	**289**	**11,56**	**11,56**	**23,12**
в т. ч. надземная прокладка						**130**	**130**	**260**	**10,4**	**10,4**	**20,8**
подземная прокладка						**14,5**	**14,5**	**29**	**1,16**	**1,16**	**2,32**

Таблица 16. Параметры тепловых сетей котельной №58 пос. Дружная Горка (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика, м^2		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
1	1983	надземная	минвата, рубероид	50	50	21,5	21,5	43	1,075	1,075	2,15
2	1983	надземная	минвата, рубероид	50	50	57,5	57,5	115	2,875	2,875	5,75
3	1983	надземная	минвата, рубероид	50	50	51	51	102	2,55	2,55	5,1
4	1983	подземная	минвата, рубероид	50	50	14,5	14,5	29	0,725	0,725	1,45
Итого						**144,5**	**144,5**	**289**	**7,225**	**7,225**	**14,45**
в т. ч. надземная прокладка						**130**	**130**	**260**	**6,5**	**6,5**	**13**
подземная прокладка						**14,5**	**14,5**	**29**	**0,725**	**0,725**	**1,45**

1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

На тепловых сетях установлена ручная клиновая запорная арматура. Электроприводная запорно–регулирующая арматура на балансе энергоснабжающей организации отсутствует.

1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020–90 и ТУ 5855–057–03984346–2006.

1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Система теплоснабжения котельной №21 в пос. Дружная Горка – трехтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Теплоснабжение потребителей от котельной №21 в пос. Дружная Горка осуществляется по температурному графику 95/70°С, в сеть горячего водоснабжения теплоноситель поступает температурой 65°С.

Система теплоснабжения котельной №43 д. Лампово – двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°С до –4°С регулировки температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки – 60°С, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Температурный график регулирования отпуска в тепловые сети– 95/70°С.

Система теплоснабжения котельной №58 пос. Дружная Горка – четырехтрубная.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Теплоснабжение потребителей от котельной №58 пос. Дружная Горка осуществляется по температурному графику 95/70°С на отопление и 65/50°С на горячее водоснабжение. Температура нижней срезки – 60°С, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°С.

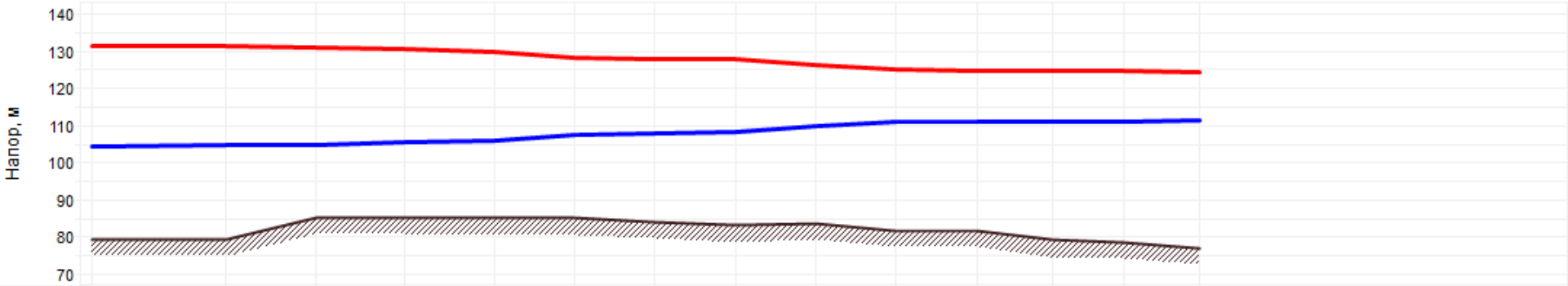
Температурные графики представлены ранее в таблицах 2, 6, 10.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют расчетным.

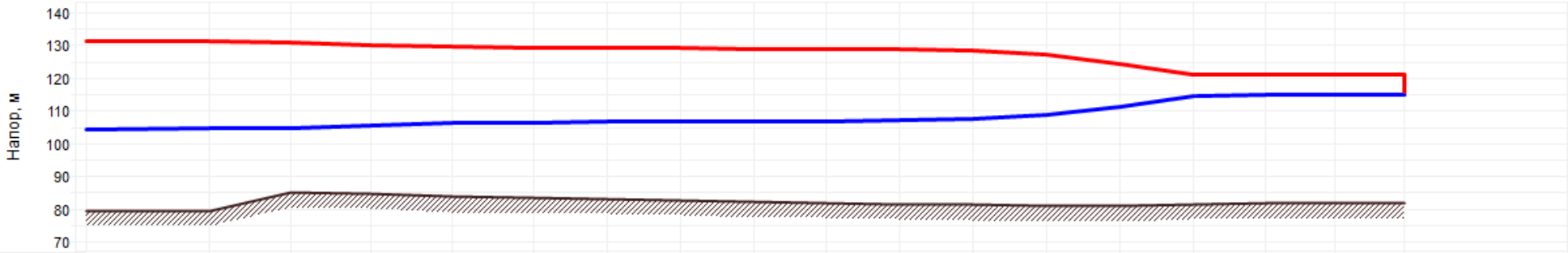
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики и результаты гидравлического расчета систем теплоснабжения котельных №21, №58 в пос. Дружная Горка и №43 д. Лампово представлены на рисунках ниже.



Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-1а	УТ-8б	УТ-8	УТ-9а	УТ-10	УТ-35	УТ 34	УТ-36/1	УТ 36	УТ 37	Админ.Дружногорского пос, Баня, п.Др.Горка
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	85.04	84.97	84.97	84.02	83.02	83.65	81.67	81.67	79.11	78.48	77.02
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.5	104.7	105.2	105.8	107.5	107.8	108	109.7	110.8	110.8	110.9	110.9	111.3
Располагаемый напор, м	27	26.695	26.169	25.163	23.986	20.681	19.898	19.509	16.266	13.969	13.907	13.821	13.769	12.937
Длина участка, м	57.7	99.7	100	126	37	206	108	84	110	20	33.9	24	118	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.209	0.209	0.125	0.209	0.209	0.1	0.1	0.1	0.1	0.069	0.05	
Потери напора в под. тр-де, м	0.153	0.264	0.505	0.591	1.658	0.393	0.195	1.626	1.151	0.031	0.043	0.026	0.417	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.152	0.262	0.502	0.586	1.647	0.39	0.194	1.618	1.146	0.031	0.043	0.026	0.415	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.858	0.857	0.847	0.815	1.836	0.518	0.503	1.047	0.768	0.291	0.291	0.192	0.286	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.855	-0.855	-0.844	-0.812	-1.83	-0.516	-0.502	-1.044	-0.766	-0.29	-0.29	-0.191	-0.285	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	2.649	2.648	4.21	3.906	37.337	1.59	1.503	16.128	8.722	1.28	1.28	0.902	2.944	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	2.631	2.631	4.179	3.879	37.085	1.579	1.494	16.052	8.681	1.274	1.275	0.898	2.932	
Расход в под. тр-де, т/ч	225.71	225.7	101.95	98.17	79.08	62.36	60.61	28.86	21.18	8.01	8.01	2.51	1.97	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-224.93	-224.94	-101.57	-97.82	-78.81	-62.15	-60.44	-28.79	-21.13	-7.99	-7.99	-2.51	-1.96	

Рисунок 12. Пьезометрический график контура отопления от котельной №21 до здания Бани

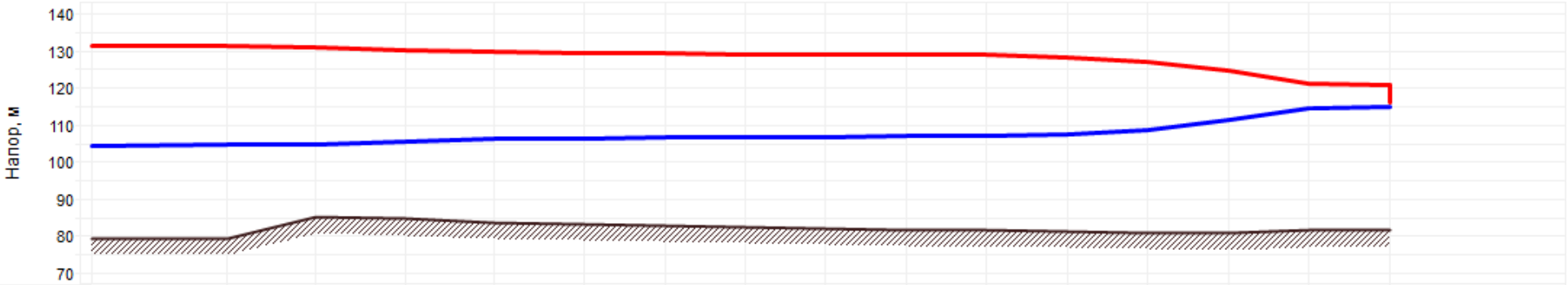


Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ-19	УТ-3б	УТ-3а	УТ-4а	УТ-4	УТ-4в	УТ-5а	У17	УТ-5	УТ-6	УТ-7	УТ23	УТ24	МУП "Аптека № 52"
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	84.57	83.53	83.23	82.88	82.45	81.98	81.73	81.37	81.1	80.71	80.67	81.38	81.53	81.59	81.69
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.5	104.7	105.5	106.2	106.3	106.5	106.6	106.8	106.8	106.9	107.4	108.6	111.2	114.5	114.7	114.7	114.7
Располагаемый напор, м	27	26.695	26.169	24.645	23.292	22.947	22.707	22.37	22.095	21.94	21.73	20.899	18.404	13.191	6.48	6.227	6.226	6.226
Длина участка, м	57.7	99.7	103	97	41	30	50	50	35	73	8.5	36.9	77	160	50	0.2	0.2	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.069	0.069	
Потери напора в под. тр-де, м	0.153	0.264	0.765	0.678	0.173	0.12	0.169	0.138	0.078	0.106	0.416	1.251	2.612	3.363	0.127	0	0	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.152	0.262	0.76	0.674	0.172	0.119	0.168	0.137	0.077	0.105	0.414	1.245	2.6	3.348	0.127	0	0	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.858	0.857	1.028	0.997	0.773	0.753	0.692	0.623	0.559	0.45	1.669	1.388	1.388	1.091	0.375	0.16	0.117	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.855	-0.855	-1.025	-0.994	-0.771	-0.751	-0.69	-0.622	-0.557	-0.449	-1.665	-1.385	-1.385	-1.089	-0.375	-0.16	-0.117	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	2.649	2.648	6.186	5.826	3.519	3.337	2.819	2.294	1.848	1.206	40.814	28.272	28.271	17.518	2.118	0.635	0.348	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	2.631	2.631	6.151	5.794	3.5	3.319	2.804	2.282	1.839	1.2	40.626	28.138	28.139	17.436	2.109	0.632	0.347	
Расход в под. тр-де, т/ч	225.71	225.7	123.74	120.06	93.14	90.68	83.29	75.06	67.29	54.22	46.01	38.27	38.27	30.08	10.35	2.1	1.54	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-224.93	-224.94	-123.39	-119.73	-92.88	-90.44	-83.07	-74.86	-67.12	-54.08	-45.91	-38.17	-38.17	-30.01	-10.33	-2.09	-1.53	

Рисунок 13. Пьезометрический график контура отопления от котельной №21 до Аптеки №52

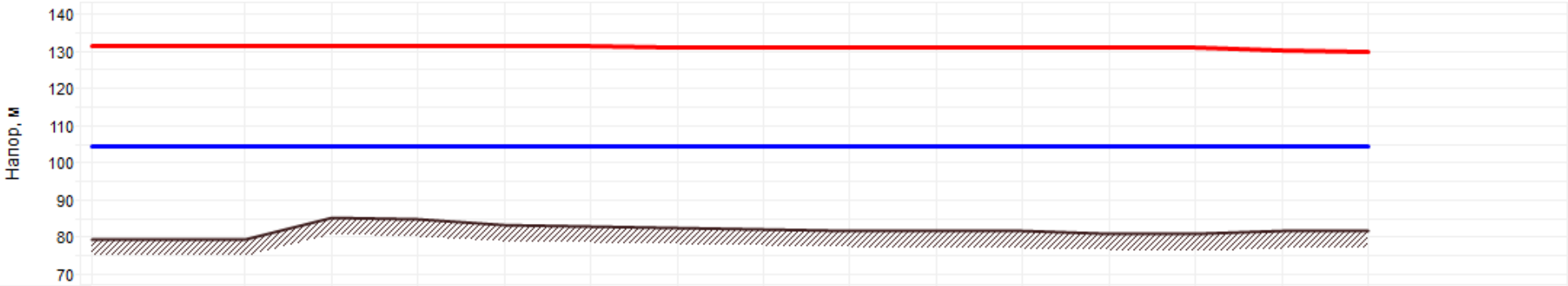
Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ21	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", п.Др.Горка (поликл.)
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	84.57	84.78	84.89
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.5	104.7	105.5	106.1	106.1
Располагаемый напор, м	27	26.695	26.169	24.645	23.347	23.346
Длина участка, м	57.7	99.7	103	54	1	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.209	0.05	0.069	
Потери напора в под. тр-де, м	0.153	0.264	0.765	0.65	0.001	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.152	0.262	0.76	0.648	0.001	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.858	0.857	1.028	0.532	0.14	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.855	-0.855	-1.025	-0.531	-0.139	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	2.649	2.648	6.186	10.033	0.489	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	2.631	2.631	6.151	9.993	0.488	
Расход в под. тр-де, т/ч	225.71	225.7	123.74	3.67	1.83	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-224.93	-224.94	-123.39	-3.66	-1.83	

Рисунок 14. Пьезометрический график контура отопления от котельной №21 до КМБ



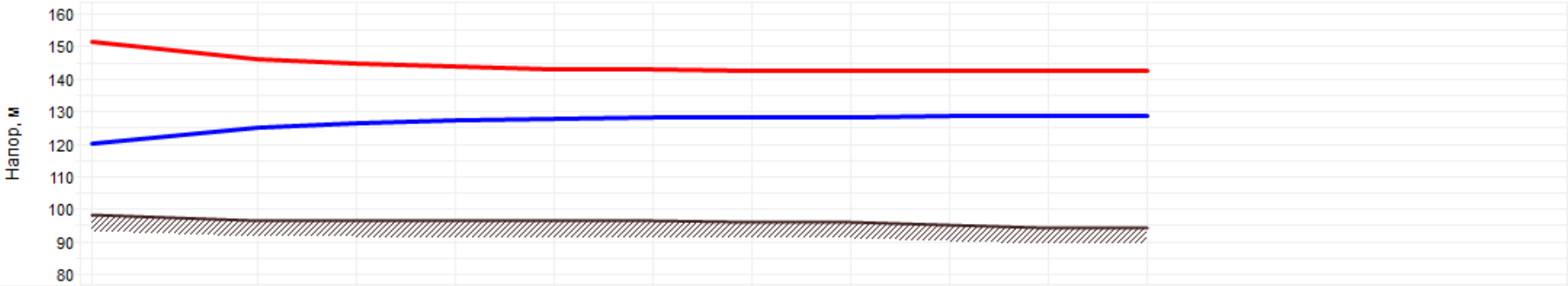
Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ-19	УТ-3б	УТ-3а	УТ-4а	УТ-4	УТ-4в	УТ-5а	У17	УТ-5	УТ-6	УТ-7	ул.Введенского. д.7
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	84.57	83.53	83.23	82.88	82.45	81.98	81.73	81.37	81.1	80.71	80.67	81.38	81.69
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.5	104.7	105.5	106.2	106.3	106.5	106.6	106.8	106.8	106.9	107.4	108.6	111.2	114.5	114.8
Располагаемый напор, м	27	26.695	26.169	24.645	23.292	22.947	22.707	22.37	22.095	21.94	21.73	20.899	18.404	13.191	6.48	5.958
Длина участка, м	57.7	99.7	103	97	41	30	50	50	35	73	8.5	36.9	77	160	120.2	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	0.153	0.264	0.765	0.678	0.173	0.12	0.169	0.138	0.078	0.106	0.416	1.251	2.612	3.363	0.262	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.152	0.262	0.76	0.674	0.172	0.119	0.168	0.137	0.077	0.105	0.414	1.245	2.6	3.348	0.261	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.858	0.857	1.028	0.997	0.773	0.753	0.692	0.623	0.559	0.45	1.669	1.388	1.388	1.091	0.347	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.855	-0.855	-1.025	-0.994	-0.771	-0.751	-0.69	-0.622	-0.557	-0.449	-1.665	-1.385	-1.385	-1.089	-0.346	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	2.649	2.648	6.186	5.826	3.519	3.337	2.819	2.294	1.848	1.206	40.814	28.272	28.271	17.518	1.816	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	2.631	2.631	6.151	5.794	3.5	3.319	2.804	2.282	1.839	1.2	40.626	28.138	28.139	17.436	1.807	
Расход в под. тр-де, т/ч	225.71	225.7	123.74	120.06	93.14	90.68	83.29	75.06	67.29	54.22	46.01	38.27	38.27	30.08	9.57	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-224.93	-224.94	-123.39	-119.73	-92.88	-90.44	-83.07	-74.86	-67.12	-54.08	-45.91	-38.17	-38.17	-30.01	-9.55	

Рисунок 15. Пьезометрический график контура отопления от котельной №21 до абонента по адресу ул. Введенского д. 7



Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ-3б	УТ-3а	УТ-4а	УТ-4	УТ-4в	УТ-5а	УТ-5б	УТ-5	УТ-6	УТ-7	ул.Введенского. д.7
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	84.57	83.23	82.88	82.45	81.98	81.73	81.37	81.37	80.71	80.67	81.38	81.69
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.4
Располагаемый напор, м	27	26.948	26.857	26.738	26.725	26.712	26.664	26.622	26.596	26.583	26.513	26.468	26.371	25.621	25.185
Длина участка, м	57.3	99.5	47	16	15	25	25	18	36	24	36.6	39	85	120.6	
Диаметр участка, м	0.154	0.154	0.125	0.154	0.154	0.125	0.125	0.125	0.154	0.1	0.1	0.1	0.075	0.075	
Потери напора в под. тр-де, м	0.051	0.089	0.116	0.013	0.012	0.047	0.04	0.026	0.012	0.069	0.043	0.095	0.726	0.415	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.001	0.002	0.003	0	0	0.001	0.001	0.001	0	0.002	0.001	0.003	0.024	0.021	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.319	0.319	0.322	0.21	0.21	0.282	0.26	0.247	0.135	0.302	0.278	0.278	0.436	0.33	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.041	-0.041	-0.049	-0.032	-0.032	-0.043	-0.041	-0.04	-0.022	-0.05	-0.048	-0.048	-0.081	-0.072	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.897	0.897	2.059	0.676	0.673	1.58	1.345	1.212	0.281	2.386	1.17	2.02	7.122	2.866	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.018	0.018	0.047	0.015	0.015	0.035	0.032	0.03	0.007	0.064	0.041	0.059	0.235	0.144	
Расход в под. тр-де, т/ч	20.86	20.86	13.88	13.74	13.71	12.16	11.21	10.64	8.84	8.32	7.65	7.65	6.76	5.11	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-2.68	-2.69	-2.12	-2.09	-2.09	-1.83	-1.75	-1.71	-1.43	-1.38	-1.33	-1.33	-1.26	-1.12	

Рисунок 16. Пьезометрический график контура ГВС от котельной №21 до абонента по адресу ул. Введенского д. 7

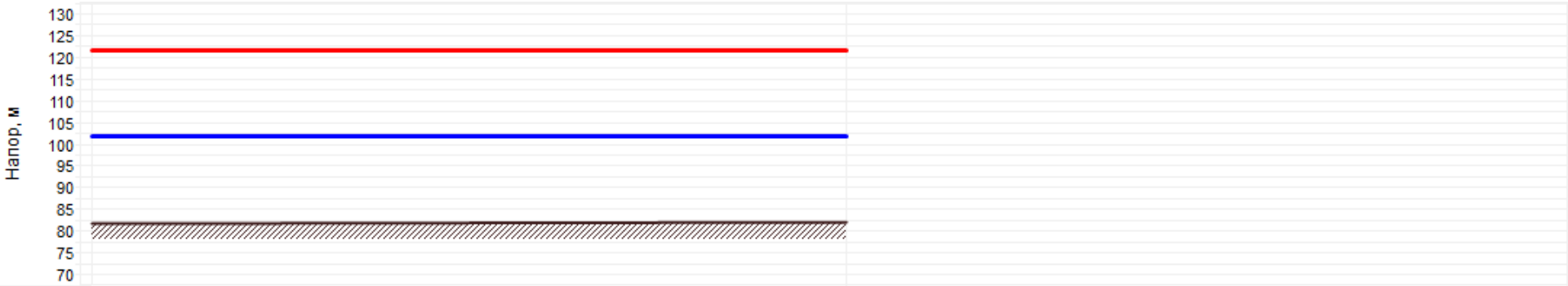


Наименование узла	Котельная №43	ТК-1	Р-1 (1)	Р-1	ТК-6	Р11	Р-2	ТК	ТК-3	Р5	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", д.Лампово ж/д
Геодезическая высота, м	98.11	96.35	96.25	96.15	96.35	96.13	95.87	95.93	95.1	94.18	94.01
Полный напор в обр. тр-де, м	120.1	125	126.2	127	127.7	127.9	128.1	128.1	128.3	128.4	128.4
Располагаемый напор, м	31	20.821	18.418	16.785	15.35	14.939	14.489	14.328	13.915	13.794	13.793
Длина участка, м	284	68	49	57	20	24	20	62	64	40	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.133	0.125	0.125	0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	5.272	1.244	0.846	0.744	0.213	0.233	0.084	0.215	0.064	0	
Потери напора в обр. тр-де, м	4.908	1.159	0.786	0.691	0.198	0.217	0.077	0.197	0.058	0	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.323	1.313	1.275	1.108	1	0.955	0.581	0.506	0.269	0.012	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.276	-1.267	-1.229	-1.068	-0.964	-0.921	-0.556	-0.485	-0.256	-0.011	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	15.469	15.249	14.389	10.878	8.863	8.095	3.51	2.891	0.831	0.002	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	14.4	14.199	13.374	10.105	8.244	7.536	3.223	2.652	0.754	0.002	
Расход в под. тр-де, т/ч	82.03	81.45	79.1	68.73	62	59.23	28.33	21.81	11.58	0.32	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-79.14	-78.58	-76.25	-66.23	-59.78	-57.14	-27.13	-20.88	-11.02	-0.31	

Рисунок 17. Пьезометрический график контура отопления от котельной №43 до Гатчинской КМБ

Наименование узла	Котельная №58	Красницкая 15
Геодезическая высота, м	81.54	81.95
Полный напор в обр. тр-де, м	101.5	101.6
Располагаемый напор, м	20	19.843
Длина участка, м	144.5	
Диаметр участка, м	0.089	
Потери напора в под. тр-де, м	0.079	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.078	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.166	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.165	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.496	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.491	
Расход в под. тр-де, т/ч	3.62	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-3.6	

Рисунок 18. Пьезометрический график контура отопления от котельной №58 до ул. Красницкая, 15



Наименование узла	Котельная №58	Красницкая 15
Геодезическая высота, м	81.54	81.95
Полный напор в обр. тр-де, м	101.5	101.5
Располагаемый напор, м	20	19.995
Длина участка, м	144.5	
Диаметр участка, м	0.057	
Потери напора в под. тр-де, м	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.029	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.002	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.033	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.001	
Расход в под. тр-де, т/ч	0.26	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-0.019	

Рисунок 19. Пьезометрический график контура ГВС от котельной №58 до ул. Красницкая, 15

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельных соответствует рекомендованным.

Удельные гидравлические потери превышают рекомендуемые значения только на одном участке, остальные участки тепловых сетей на территории Дружногорского городского поселения находятся в пределах рекомендуемых значений.

Необходимо отметить, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь. Однако, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

- 8 мм/м – для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м – для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м – для квартальных тепловых сетей.

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей

Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях на территории Дружногорского городского поселения за 2016 – 2022 гг. представлены в таблице 17.

Статистика отказов на тепловых сетях за период 2018-2022 гг. отсутствует.

Таблица 17. Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях

Месяц	Котельная № 21			Котельная № 43			Котельная № 58		
	2016	2017	2018-2022	2016	2017	2018-2022	2016	2017	2018-2022
Январь	1								
Февраль					1			1	
Март	1			1					
Апрель								1	
Май									
Июнь									
Июль									
Август									
Сентябрь		1			1				
Октябрь		1		1			1	1	
Ноябрь	1			1			1		
Декабрь				1			1		
Итого	**3**	**2**	**н/д**	**4**	**2**	**н/д**	**3**	**3**	**н/д**

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2016 год от котельной №21 составила 1,69/(км·год), от котельной №43 – 0,62/(км·год), от котельной №58 – 0,1/(км·год). Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят о малой надежности.

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2017 год от котельной №21 составила 2,53/(км·год), от котельной №43 – 1,24/(км·год), от котельной №58 – 0,1/(км·год).

Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят о малой надежности.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно – восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные постановлением Правительства Ленинградской области №177 от 19 июня 2008 года «Об утверждении Правил подготовки и проведения отопительного сезона в Ленинградской области».

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4–02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

– гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

– испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

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

– испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

– испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

– задачи и основные положения методики проведения испытания;

– перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

– последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

– режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);

– схемы работы насосно–подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;

– схемы включения и переключений в тепловой сети;

– сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;

– точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;

– оперативные средства связи и транспорта;

– меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;

– список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода.

Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей.

Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 минут с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными

через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

– отопительные системы детских и лечебных учреждений;

– неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;

– системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;

– отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;

– калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек – задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно–изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно–технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

– подготовка технического обслуживания и ремонтов;

– вывод оборудования в ремонт;

– оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;

– проведение технического обслуживания и ремонта;

– приемка оборудования из ремонта;

– контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно–технической документации.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери), проводимые АО «Коммунальные системы Гатчинского района», соответствуют нормативно–технической документации.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабежния) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

– потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;

– потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

– технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях АО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2018 год представлены в таблице 18. На 2019-2022 года нормативы технологических затрат

при передаче тепловой энергии на территории Дружногорского поселения не установлены.

Таблица 18. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях АО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2018 год

Наименование системы теплоснабжения		Котельная №21	Котельная №43	Котельная №58
		2018	**2018**	**2018**
Годовые затраты и потери теплоносителя, м^3 (т)	с утечкой	3317,85	1314,40	33,28
	на пусковое заполнение	1334,18	574,26	3,74
	на регламентные испытания	–	–	–
	со сливами САРЗ	–	–	–
	всего	**4652,03**	**1888,66**	**37,02**
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	3391,82	1928,66	138,93
	с затратами теплоносителя	258,67	109,46	2,02
	всего	**3650,48**	**2038,12**	**140,95**

1.3.14. Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Значение тепловых потерь в тепловых сетях за 2020 – 2022 года представлены в таблице 19. На рисунке 20 представлена динамика потерь тепловой энергии (Гкал) в тепловых сетях от котельных за 2020-2022 гг.

Таблица 19. Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал

Наименование СЦТ	Ед. изм.	2020	2021	2022
Котельная №21	Гкал	2069,07	4057,419	1882,0
Котельная №43	Гкал	956,22	1358,576	2439,6
Котельная №58	Гкал	145,74	204,151	456,7

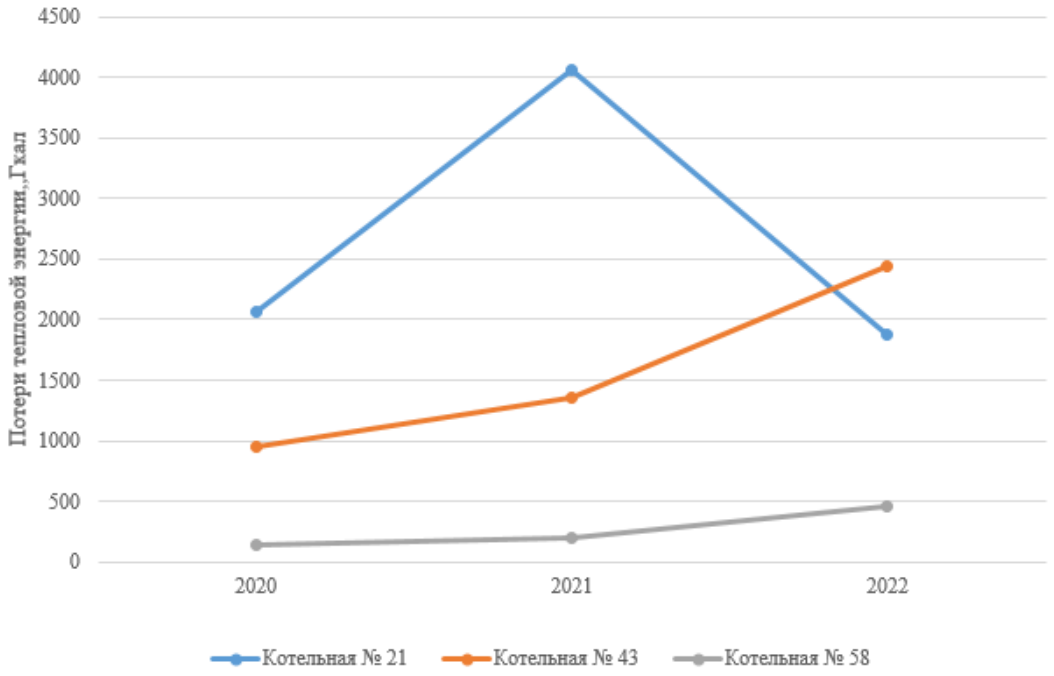


Рисунок 20. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за 2020-2022 гг.

1.3.15. 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.

1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Система теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка – трехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам.

В СЦТ котельной №43 д. Лампово система теплоснабжения – двухтрубная, а в котельной №58 пос. Дружная Горка – четырехтрубная.

Схема подключения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельной №21, котельной №43 и котельной №58 представлены на рисунках 21 – 23.

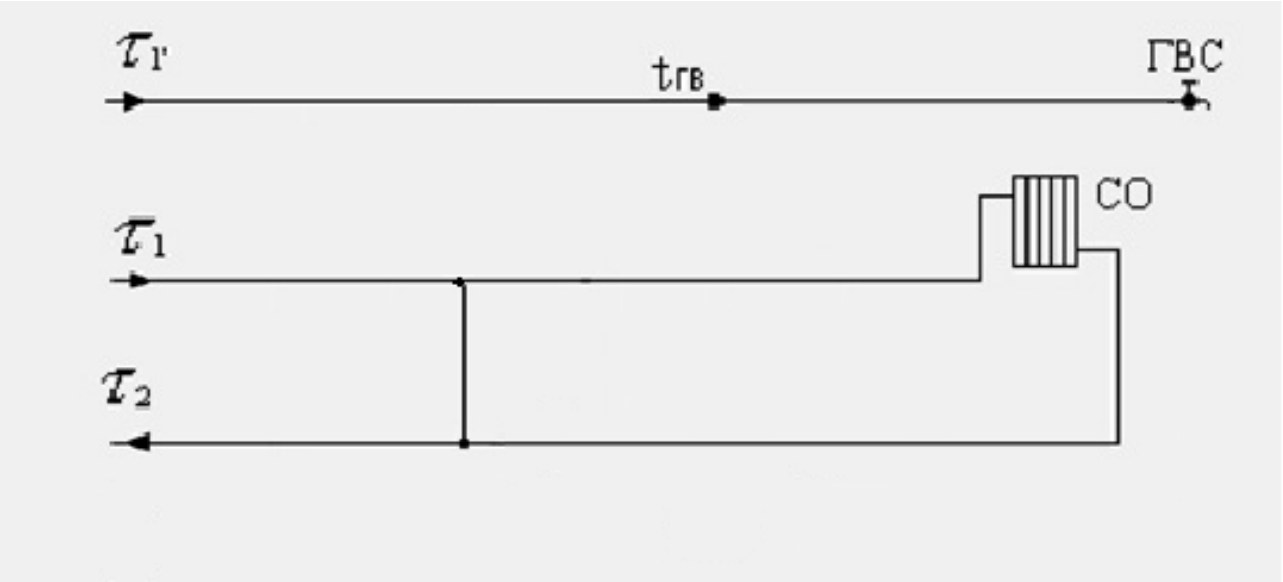


Рисунок 21. Схема подключения потребителей к трехтрубным системам теплоснабжения

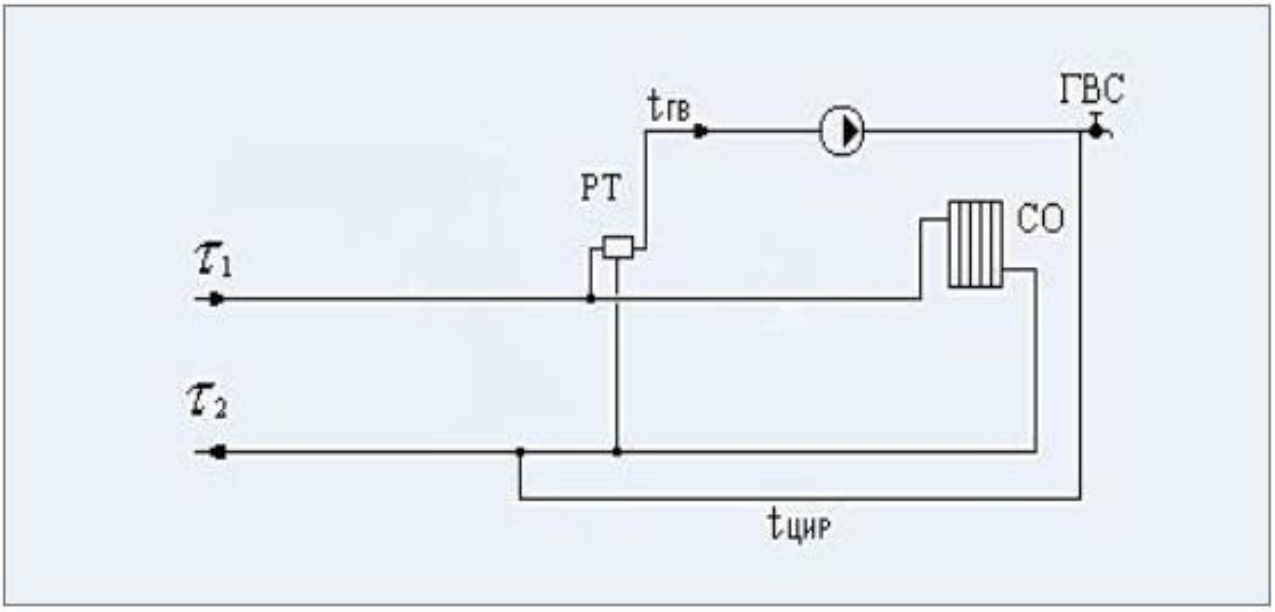


Рисунок 22. Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения (с открытым водоразбором на горячее водоснабжение)

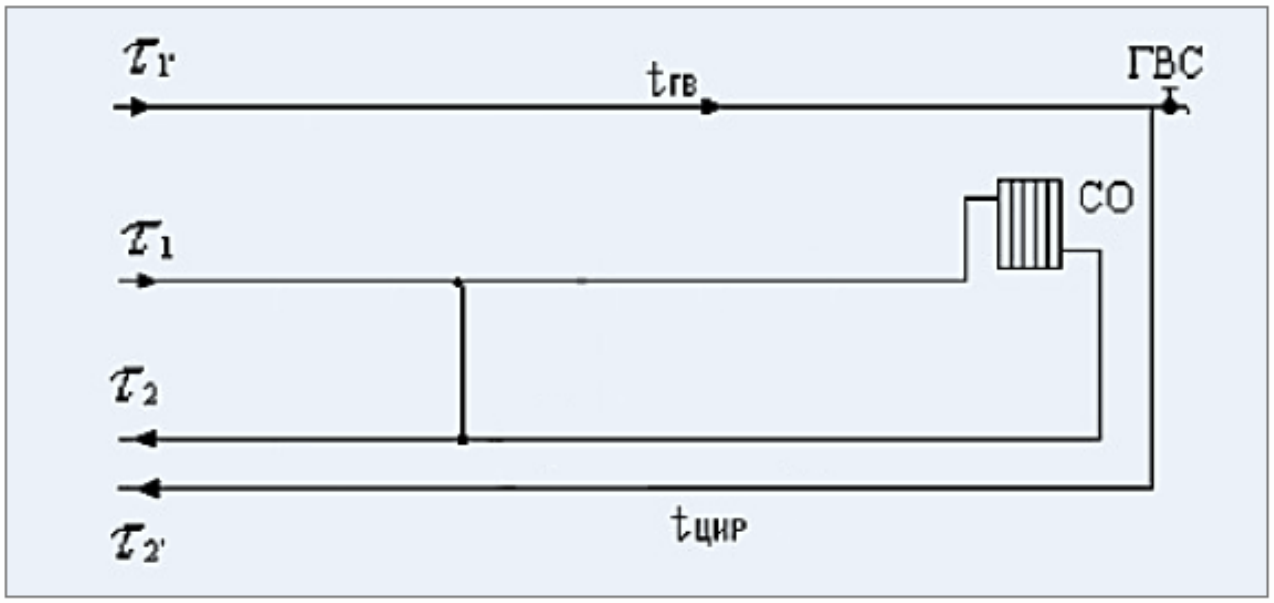


Рисунок 23. Схема подключения потребителей к четырехтрубной системе теплоснабжения

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

На настоящий момент на территории Дружногорского городского поселения приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствует. Учет тепла, отпущенного потребителям, производится расчетным методом.

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Организована единая диспетчерская служба, имеющая связь со всеми котельными. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В системе теплоснабжения центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно исходным данным, в настоящее время бесхозяйные тепловые сети в Дружногорском городском поселении отсутствуют.

В случае обнаружения бесхозяйных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190–ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

1.3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменения в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия источников представлены на рисунках 24 – 26.

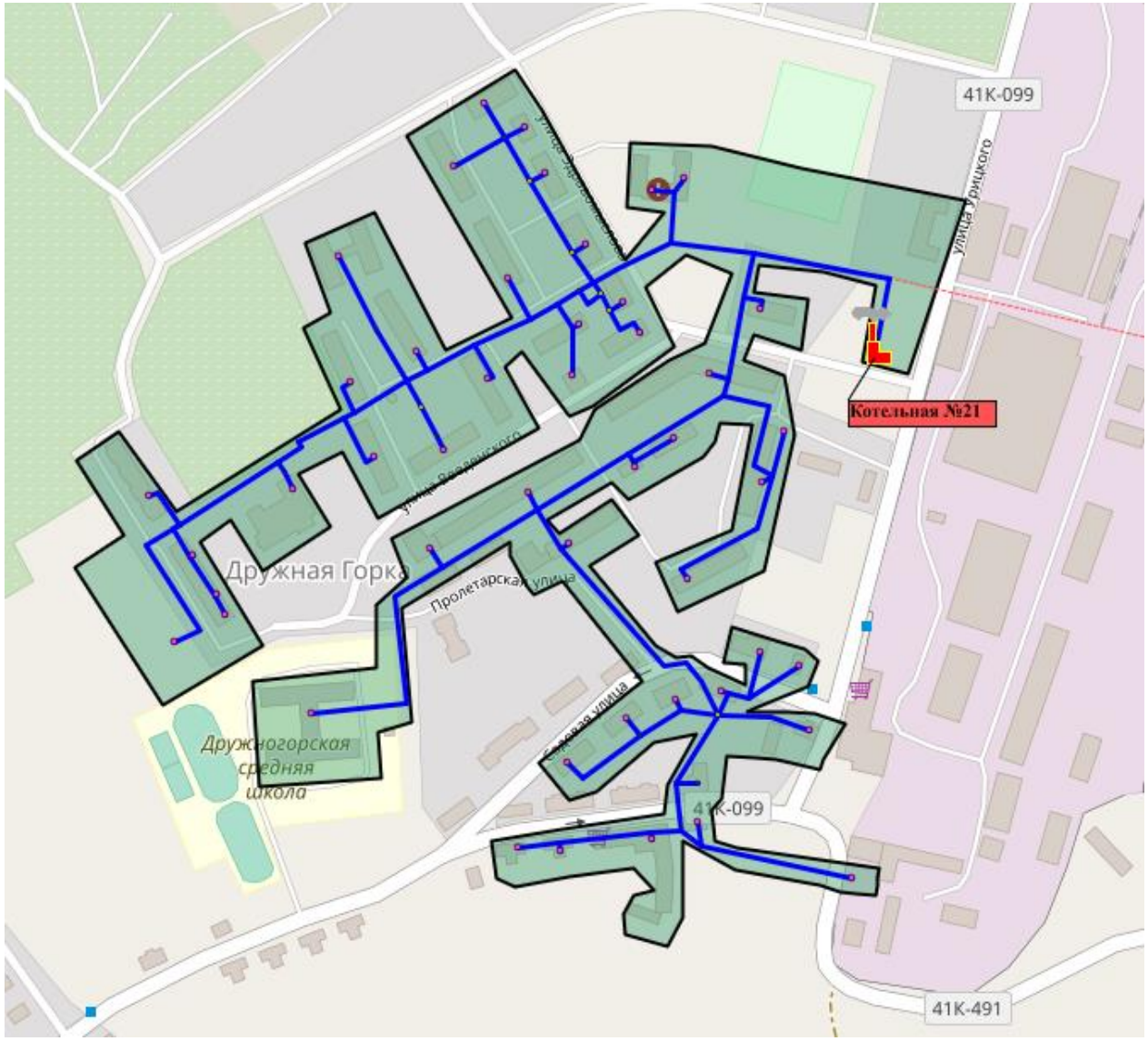


Рисунок 24. Зона действия котельной №21 пос. Дружная Горка

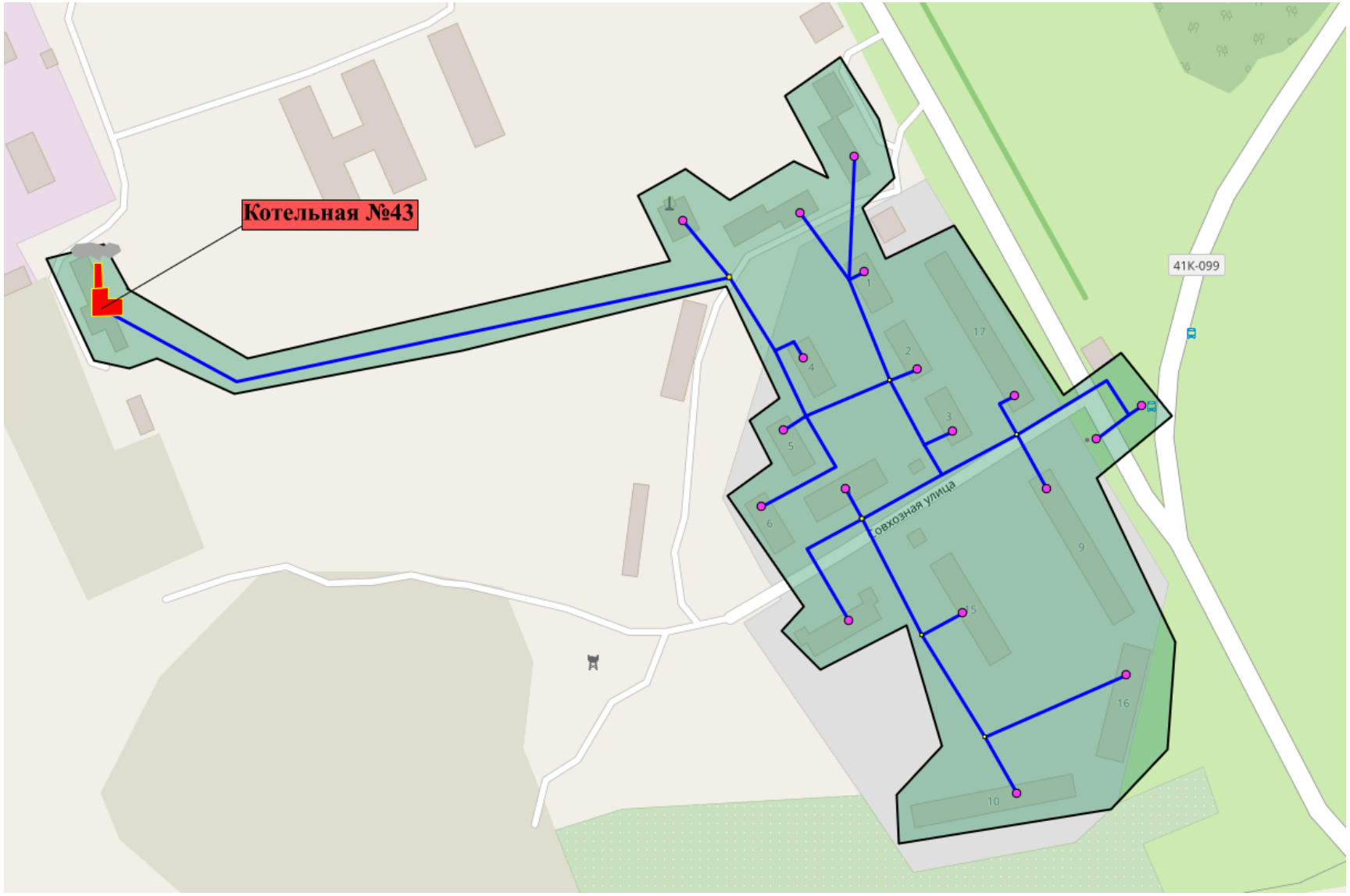


Рисунок 25. Зона действия котельной №43 д. Лампово

Рисунок 26. Зона действия котельной №58 пос. Дружная Горка

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Гатчинского района Ленинградской области составляет минус 24°С.

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20°С.

Продолжительность отопительного сезона составила 255 суток.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода составила:

2018 год – 222 дня (5328 ч);

2019 год – 237 дней (5688 ч);

2020 год – 248 дней (5952 ч);

2021 год – 239 дней (5736 ч);

2022 год – 255 дней (6120 ч).

Системы централизованного теплоснабжения существуют только в пос. Дружная Горка и д. Лампово.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения были получены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 20.

Как следует из таблицы, основную часть тепловой нагрузки (91,28 %) в населенных пунктах составляет нагрузка отопления.

Таблица 20. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Размерность	Наименование планировочного района, источника			Итого Дружногорское ГП
		котельная №21	котельная №43	котельная №58	
		пос. Дружная Горка	д. Лампово	пос. Дружная Горка	
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	**6,1991**	**2,3156**	**0,2046**	**8,7193**
отопление	Гкал/ч	5,6164	2,1435	0,1990	7,9589
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,5827	0,1721	0,0056	0,7604
жилые здания	**Гкал/ч**	**5,1528**	**2,1580**	**0,2046**	**7,5153**
отопление	Гкал/ч	4,6141	1,9985	0,1990	6,8116
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,5386	0,1595	0,0056	0,7037
общественные здания	Гкал/ч	**0,9071**	**0,1168**	**0**	**1,0239**
отопление	Гкал/ч	0,8633	0,1044	0	0,9678
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,0438	0,0124	0	0,0562
прочие	Гкал/ч	**0,1392**	**0,0409**	**0**	**0,1801**
отопление	Гкал/ч	0,1389	0,0406	0	0,1795
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,0003	0,0002	0	0,0005

1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2022 год представлены в таблице ниже.

Таблица 21. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ источника	Ед. изм.	Значение показателя
Котельная №21	Гкал/ч	6,377
Котельная №43	Гкал/ч	2,525
Котельная №58	Гкал/ч	0,181

1.5.3. Случаи и условия применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории Дружногорского городского поселения не зафиксировано.

1.5.4. Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за 2022 год представлены в таблице ниже.

Таблица 22. Значения потребления тепловой энергии

Источник	Ед. измерения	Отопительный период	Год
Котельная №21 пос. Дружная Горка			
Котельная №21	Гкал	**14999,46**	**15846,80**
отопление, вентиляция	Гкал	13060,51	13060,51
ГВС	Гкал	1938,95	2786,29
Котельная №43 д. Лампово			
Котельная №43	Гкал	**6137,20**	**6545,22**
отопление, вентиляция	Гкал	5203,54	5203,54
ГВС	Гкал	933,66	1341,67
Котельная №58 пос. Дружная Горка			
Котельная №58	Гкал	**301,15**	**311,18**
отопление, вентиляция	Гкал	278,21	278,21
ГВС	Гкал	22,94	32,97

1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. № 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

– в отношении горячего водоснабжения – этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

– в отношении отопления – материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

– в жилых помещениях – куб. метр на 1 человека;

– на общедомовые нужды – куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

– в отношении отопления:

– в жилых помещениях – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

– на общедомовые нужды – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению, к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 года № 313 (с изм. от 30 мая 2014 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, водоотведению, горячему водоснабжению и отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице ниже.

Таблица 23. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории Ленинградской области

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв. м, общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2	Дома постройки 1946–1970 годов	0,02595
3	Дома постройки 1971–1999 годов	0,02490
4	Дома постройки после 1999 года	0,01485

Нормативы потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 г. № 25 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению, холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице ниже.

Таблица 24. Значения потребления тепловой энергии

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома	Норматив потребления горячая вода, м^3 /чел. в месяц
1	Многоквартирные дома с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные:	
1.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	4,61
1.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	4,53
1.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	4,45
1.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	3,64
1.5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	1,76
1.6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	1,11
2	Многоквартирные дома, оборудованные быстродействующими газовыми водонагревателями с многоточечным водоразбором	
3	Многоквартирные дома, оборудованные ваннами, водопроводом, канализацией и водонагревателями на твердом топливе	–
4	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом, канализацией и газоснабжением	–
5	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом и канализацией	–
6	Многоквартирные дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	–
7	Общежития с общими душевыми	1,75
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	2,06

При расчетах нагрузки на отопление жилых зданий используются удельные расходы тепловой энергии, принимаемые, в зависимости от характеристики зданий (год постройки, этажность и пр.) в диапазоне от 70,68 ккал/час до 84,68 ккал/час.

1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения Дружногорского городского поселения представлены в таблице ниже.

Таблица 25. Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Наименование	Адрес	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
Котельная №43				
Жилой дом	ул. Совхозная д. 1	0,0793	0,0047	0,0840
	ул. Совхозная д. 2	0,0805	0,0045	0,0850
	ул. Совхозная д. 3	0,0785	0,0074	0,0859
	ул. Совхозная д. 4	0,0658	0	0,0658
	ул. Совхозная д. 5	0,0368	0	0,0368
	ул. Совхозная д. 9	0,3348	0,0283	0,3631
	ул. Совхозная д. 10	0,3203	0,0333	0,3535
	ул. Совхозная д. 14	0,1046	0,0105	0,1151
	ул. Совхозная д. 15	0,2545	0,0231	0,2776
	ул. Совхозная д. 16	0,2558	0,0206	0,2764
	ул. Совхозная д. 17	0,3777	0,0272	0,4049
	ул. Совхозная ч.ж. д. 20	0,0098	0	0,0098
Итого жил. Фонд		**1,9985**	**0,1595**	**2,1580**

Наименование	Адрес	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
Бюджет.	МБДОУ "Дет.сад № 28 комб. вида", д.Лапмово сч	0,0807	0,0053	0,0860
	Адм. Дружногор.гор. пос.Баня, д.Лампово	0,0215	0,0069	0,0284
	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", д.Лампово ж/д	0,0022	0,0003	0,0025
Итого бюджет.		**0,1044**	**0,0124**	**0,1168**
Прочие	ФГУП "Почта России", д.Лампово	0,0245	0	0,0245
	Ч.Л. Паршин Е.Н. СЧ	0,0161	0,0002	0,0163
Итого прочие		**0,0406**	**0,0002**	**0,0409**
Всего по котельная №43		**2,1435**	**0,1721**	**2,3156**
Котельная №21				
Жилой дом	ул. Введенского д. 1	0,0476	0,0005	0,0482
	ул. Введенского д. 2	0,0943	0	0,0943
	ул. Введенского д. 3	0,4510	0,0400	0,4909
	ул. Введенского д. 4	0,0942	0,0041	0,0982
	ул. Введенского д. 6	0,4767	0,0450	0,5217
	ул. Введенского д. 7	0,2390	0,2254	0,4644
	ул. Введенского д. 13	0,1936	0,0127	0,2063
	ул. Введенского д. 14	0,1941	0,0132	0,2073
	ул. Введенского д. 15	0,2055	0,0227	0,2282
	ул. Введенского д. 16	0,2063	0,0181	0,2244
	ул. Введенского д. 17	0,2049	0,0161	0,2210
	ул. Введенского д. 18	0,2061	0,0191	0,2252
	ул. Введенского д. 19	0,2538	0,0195	0,2733
	ул. Здравомыслова д. 3	0,0584	0	0,0584
	ул. Здравомыслова д. 4	0,1088	0	0,1088
	ул. Здравомыслова д. 5	0,0934	0	0,0934
	ул. Здравомыслова д. 6	0,0408	0,0024	0,0432
	ул. Здравомыслова д. 7	0,0948	0,0032	0,0980
	ул. Здравомыслова д. 8	0,1847	0,0109	0,1956
	ул. Здравомыслова д. 9	0,1820	0,0146	0,1966
	ул. Ленина д. 10	0,0489	0	0,0489
	ул. Ленина д. 14	0,0476	0	0,0476
	ул. Пролетарская д. 1	0,1924	0,0183	0,2107
	ул. Пролетарская д. 2	0,0290	0	0,0290
	ул. Пролетарская д. 4	0,0143	0	0,0143
	ул. Садовая д. 2	0,0562	0	0,0562
	ул. Садовая д. 5	0,2124	0,0202	0,2326
	ул. Садовая д. 6	0,0704	0	0,0704
	ул. Садовая д. 8	0,0695	0	0,0695
	ул. Урицкого д. 1	0,0220	0	0,0220
	ул. Урицкого д. 11а	0,1766	0,0326	0,2093
	ул. Урицкого д. 3	0,0136	0	0,0136
	ул. Урицкого д. 16	0,0267	0	0,0267
	ул. Ленина, кв. 2 ч.с. д. 6	0,0044	0	0,0044
Итого по жил. Фонд		**4,6141**	**0,5386**	**5,1528**
бюджет.	МБОУ "Дружногорская ср.общеобр. школа" (дет. сад №37)	0,1204	0,02051	0,1409
	МБОУ "Дружногорская ср.общеобр. школа"	0,3207	0	0,3207
	Адм. Дружногорского гор. пос. (ДК) п.Др.Горка (сч-к)	0,2044	0	0,2044
	Адм. Дружногор.гор. пос.,биб-ка п.Др.Горка	0,0262	0	0,0262

Наименование	Адрес	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
	Админ.Дружногорского пос., п.Др.Горка	0,0458	0	0,0458
	Админ.Дружногорского пос., п.Др.Горка, ул. Ленина, 3)	0,0091	0	0,0091
	Админ.Дружногорского пос, Баня, п.Др.Горка	0,0164	0,02046	0,0368
	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", п.Др.Горка (поликл.)	0,0917	0,002596	0,0943
	КУИ ГМР (Здр. 1)	0,0113	0	0,0113
	КУИ ГМР (Уриц. 11а) в ж.д.	0,0115	0	0,0115
	МУП ЖКХ "Сиверский", п.Д.Горка ж/д ГВС сч	0,0059	0,00019	0,0061
Итого по бюджет.		**0,8633**	**0,0438**	**0,9071**
	ФГУП "Почта России", п.Дружная Горка	0,0140	0	0,0140
	МУП "Аптека 52", п.Др.Горка	0,0384	0,0003	0,0387
	ИП Дмитриева М.А. Сч.	0,0221	0	0,0221
	ИП Дмитриев О.Г. сч	0,0137	0	0,0137
	ИП Александрова И.А.	0,0042	0	0,0042
	ИП Мелик-Карамянц К.Ю.	0,0369	0	0,0369
	ИП Коваль С.В.	0,0095	0	0,0095
Итого прочие		**0,1389**	**0,0003**	**0,1392**
Всего по котельная №21		**5,6164**	**0,5827**	**6,1991**
Котельная №58				
Жилой дом	ул. Красницкая д. 15	0,1990	0,0056	0,2046
Итого по котельная №58		**0,1990**	**0,0056**	**0,2046**
Итого по Дружногорскому ГП		7,9589	0,7604	8,7193

1.5.7. Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зонам действия каждого источника тепловой энергии приведено в таблице ниже.

Таблица 26. Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки

Источник	Ед. измерения	Нагрузки, Гкал/ч		
		Договорная	Расчетная	Разница
Котельная №21	Гкал/ч	6,199	5,052	1,147
Котельная №43	Гкал/ч	2,316	2,091	0,225
Котельная №58	Гкал/ч	0,205	0,111	0,094

1.5.8. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Тепловые нагрузки потребителей скорректированы на основе фактического полезного отпуска тепловой энергии за базовый (2022) год.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. 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, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

– установленная мощность источника тепловой энергии — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

– располагаемая мощность источника тепловой энергии — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

– мощность источника тепловой энергии нетто — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Дружногорского городского поселения, представлены в таблице ниже.

Таблица 27. Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии Дружногорского городского поселения

Наименование показателей	Ед. измерения	Котельная		
		№21	№43	№58
Установленная мощность	Гкал/ч	8,60	4,30	1,47
Располагаемая мощность	Гкал/ч	8,60	4,30	1,47
Собственные нужды	%	2,81%	3,2%	4,45%
	Гкал/ч	0,241	0,138	0,065
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	8,359	4,162	1,405
Потери в тепловых сетях	%	20,78%	17,2%	38,65%
	Гкал/ч	1,325	0,434	0,070
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	5,052	2,091	0,111
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	4,059	2,012	1,195
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/ч	8,359	4,162	1,405
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/ч	-1,611	-0,220	1,029
	%	-39,70%	-10,95%	86,14%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/ч	1,981	1,637	1,223
	%	23,70%	39,33%	87,10%

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Как следует из таблицы 27 в п. 1.6.1, при выводе из работы наиболее мощного котла на котельных №21 и №43 наблюдается дефицит тепловой мощности. Графически данная информация представлена на рисунке 27.

При нормальной работе котельной ни на одном источнике тепловой энергии на территории Дружногорского городского поселения нет дефицита тепловой энергии. Графически данная информация представлена на рисунке 28.

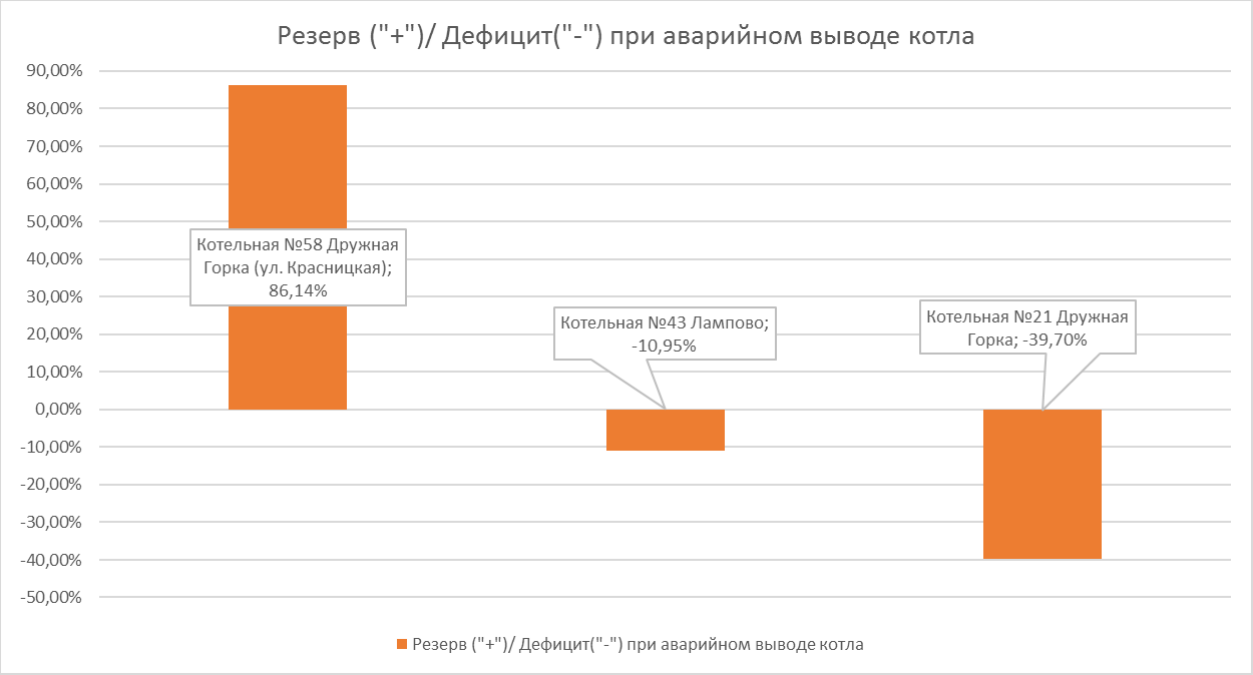


Рисунок 27. Резервы тепловой мощности «нетто» источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения при выводе из работы наиболее мощного котла

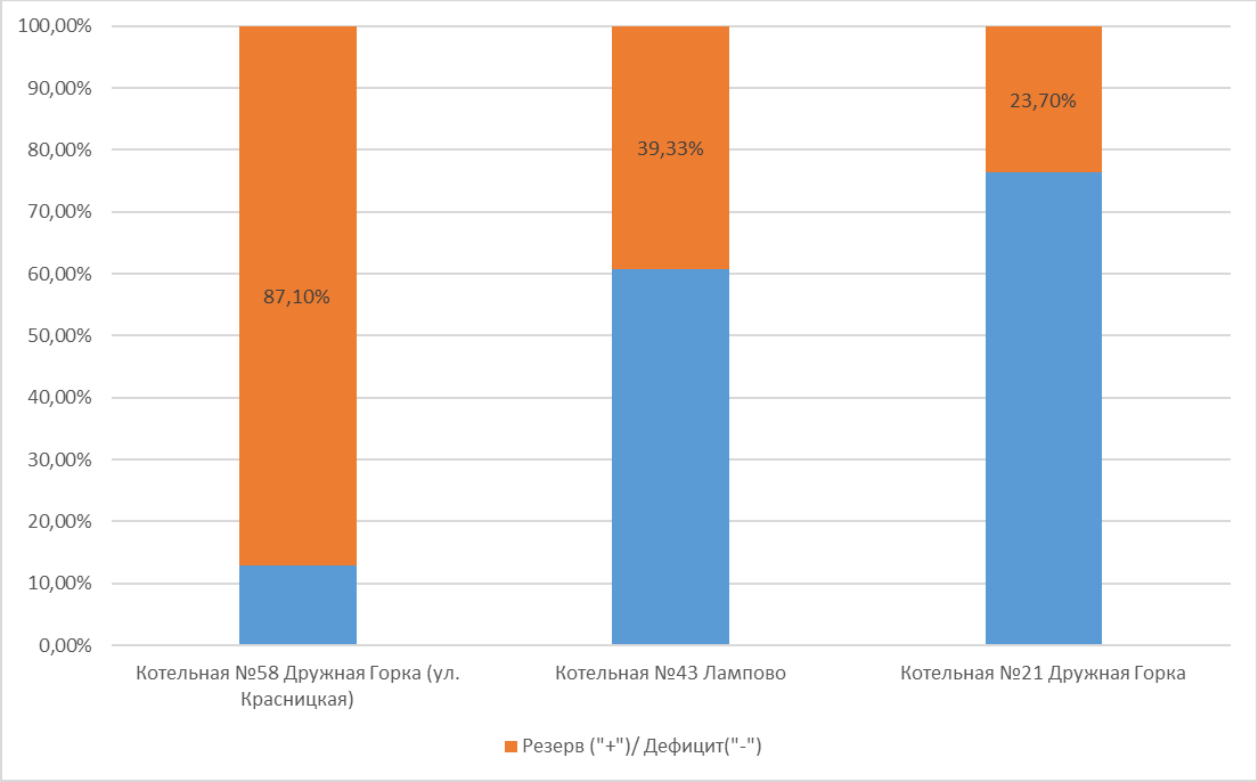


Рисунок 28. Резервы тепловой мощности «нетто» источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в пункте 1.3.8.

1.6.4. Причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой мощности источников централизованного теплоснабжения, при нормальной работе котельных, на территории Дружногорского городского поселения отсутствует.

1.6.5. Резервы 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

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии показаны в пунктах 1.6.1 и 1.6.2. Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

1.6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки были скорректированы в соответствии с предоставленными исходными данными за 2022 год, являющийся базовым для настоящей схемы теплоснабжения.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

1.7.1.1. Нормативный режим подпитки

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно–питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($м^3/ч$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды ($G_М$) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром ($D_у$) не должен превышать значений, приведенных в таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть нижеуказанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ($G_З$, $м^3/ч$) составляет:

$$G_З = 0{,}0025\ V_{ТС} + G_М, \qquad (1)$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой.

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м^3.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт – при открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

1.7.1.2. Аварийный режим подпитки

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116–ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801–2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003», 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. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается

определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно–питьевого водоснабжения.

Удельная емкость систем теплопотребления определена по МДК 4–05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», и МДС 41–4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения».

1.7.2. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице ниже.

Таблица 28. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Ед. изм.	Котельная №21	Котельная №43	Котельная №58
Объем системы теплоснабжения	$м^3$	233,27	61,98	2,02
Водоразбор на нужды ГВС	$м^3/ч$	7,23	3,56	0,09
Нормативная утечка	$м^3/ч$	0,58	0,15	0,01
Предельный часовой расход на заполнение	$м^3/ч$	42,5	15	10
Итого подпитка подготовленной водой	$м^3/ч$	50,31	18,72	10,10
Аварийная подпитка	$м^3/ч$	4,67	1,24	0,04

1.7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения в балансах водоподготовительных установок отсутствуют.

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

На территории Дружногорского городского поселения функционируют 3 источника тепловой энергии:

- котельная №21 пос. Дружная Горка;
- котельная №43 д. Лампово;
- котельная №53 пос. Дружная Горка.

В таблице ниже представлены топливно-энергетические балансы источников тепловой энергии, функционирующих на территории Дружногорского городского поселения.

Таблица 29. Топливно-энергетические балансы котельных, функционирующих на территории Дружногорского городского поселения за 2022 г.

Показатель	Ед. изм.	Котельная №58	Котельная №21	Котельная №43
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,111	5,052	2,091
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	785,146	18135,000	9167,247
Отпуск источника в сеть	Гкал	767,873	17728,776	8984,818
Полезный отпуск потребителям	Гкал	311,178	15846,802	6545,219
Вид основного топлива	-			
Годовой расход натурального топлива	тонн	289,900		
Годовой расход натурального топлива	тыс. $м^3$		2546,873	1391,400
Годовой расход условного топлива	т у. т.	188,435	2919,735	1595,101
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кг у. т./Гкал	392,495	152,926	154,510
Удельный расход топлива на ОТПУСК	кг у. т./Гкал	245,399	164,689	177,533
Удельный расход условного топлива на ПОЛЕЗНЫЙ ОТПУСК тепловой энергии	кг у. т./Гкал	605,555	184,248	243,705
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	т/ч	0,067		
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	$м^3$/ч		674,155	281,920
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./ч	43,567	772,582	323,080

В качестве основного топлива на котельных №21 пос. Дружная Горка и №43 д. Лампово используется природный газ с калорийностью 8024,8 ккал/кг согласно исходным данным.

В качестве основного топлива на котельной №58 пос. Дружная Горка используется уголь с калорийностью 4550 ккал/кг.

На рисунке ниже представлена графическая интерпретация потребления условного топлива котельными за 2022 г.

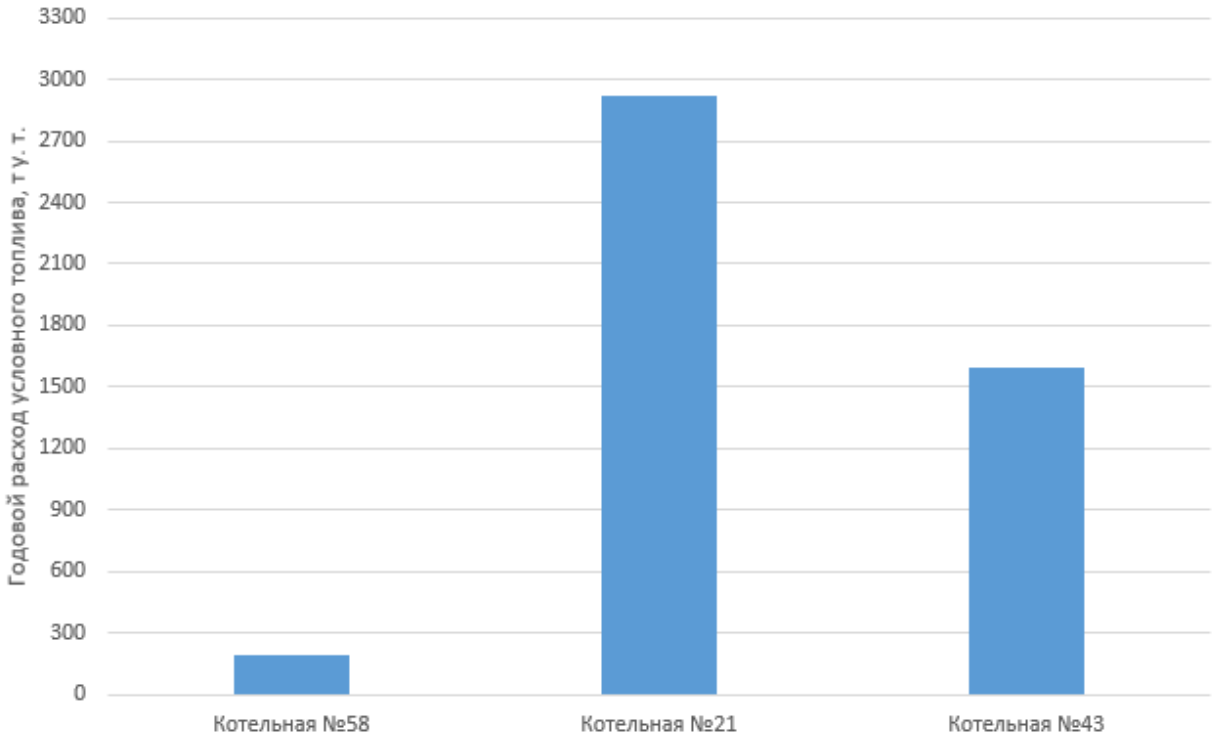


Рисунок 29. Потребление условного топлива котельными, расположенными на территории Дружногорского ГП, за 2022 г.

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

На всех котельных Дружногорского городского поселения отсутствует резервное и аварийное топливо.

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Описание особенностей характеристик видов топлива отсутствует.

1.8.4. Использование местных видов топлива

На всех котельных Дружногорского городского поселения использование местных видов топлива не предусмотрено.

1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543–2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На котельных №21 и №43 используется природный газ с калорийностью 8024,8 ккал/кг. На котельной №58 в качестве основного топлива используется уголь с калорийностью 4550 ккал/кг.

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории поселения преобладающим видом топлива является природный газ.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

На территории Дружногорского городского поселения приоритетным направлением развития топливного баланса является перевод котельной №58 на газообразное топливо, что повлечет за собой снижение объемов необходимого топлива.

1.8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения основный вид топлива источников теплоснабжения не изменился.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Данные по отказам участков тепловых сетей за 2022 год отсутствуют. Данные по отказам участков тепловых сетей за период 2016-2017 гг. представлены в разделе **Ошибка! Источник ссылки не найден.**.

Оценка надёжности теплоснабжения ГП Дружногорское была выполнена в соответствии с Приказом Министерства регионального развития РФ от 26 июля 2013 г. № 310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения».

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов nот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла Qав/Qрасч, где Qав – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], Qрасч – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

1. Надежность электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения Кэ = 1,0;

- при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной:

до 5,0 Гкал/ч Кэ = 0,8;

св. 5,0 до 20 Гкал/ч Кэ = 0,7;

св. 20 Гкал/ч Кэ = 0,6.

2. Надежность водоснабжения источников тепла (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке Кв = 1,0;

- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч Кв = 0,8;

св. 5,0 до 20 Гкал/ч Кв = 0,7;

св. 20 Гкал/ч Кв = 0,6.

3. Надежность топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива Кт = 1,0;

- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч Кт = 1,0;

св. 5,0 до 20 Гкал/ч Кт = 0,7;

св. 20 Гкал/ч Кт = 0,5.

4. Одним из показателей, характеризующих надежность системы коммунального теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности

источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (Кб).

Величина этого показателя определяется размером дефицита

до 10% Кб = 1,0;

св. 10 до 20% Кб = 0,8;

св. 20 до 30% Кб = 0,6;

св. 30% Кб = 0,3.

5. Одним из важнейших направлений повышения надежности систем коммунального теплоснабжения является резервирование источников тепла и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек.

Уровень резервирования (Кр) определяется как отношение резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала; микрорайона) расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок, подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту:

резервирование св. 90 до 100% нагрузки Кр = 1,0

св. 70 до 90% Кр = 0,7;

св. 50 до 70% Кр = 0,5;

св. 30 до 50% Кр = 0,3;

менее 30% Кр = 0,2.

6. Существенное влияние на надежность системы теплоснабжения имеет техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов (Кс):

при доле ветхих сетей

до 10% Кс = 1,0;

св. 10 до 20% Кс = 0,8;

св. 20 до 30% Кс = 0,6;

св. 30% Кс = 0,5.

7. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения Кнад определяется как средний по частным показателям Кэ, Кв, Кт, Кб, Кр и Кс

К_над=(К_э+К_В 〖+К〗_Т+К_б+К_р+К_с)/n,

где n – число показателей, учтенных в числителе.

8. Общий показатель надежности системы коммунального теплоснабжения поселения определяется:

К_над^(сист.)=(Q_1×К_над^(сист.1)+⋯+Q_n×К_над^(сист.n))/(Q_1+⋯+Q_n),

где Ксист1над, Ксист nнад – значение показателей надежности систем теплоснабжения кварталов, микрорайонов поселения;

Q1…..Qn – расчетные тепловые нагрузки потребителей кварталов, микрорайонов поселения.

9. В зависимости от полученных показателей надежности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) они с точки зрения надежности могут быть оценены как

высоконадежные при Кнад - более 0,9;

надежные Кнад - от 0,75 до 0,89;

малонадежные Кнад - от 0,5 до 0,74;

ненадежные Кнад - менее 0,5.

Критерии оценки надежности и коэффициент надежности систем теплоснабжения ГП Дружногорское приведены в таблице ниже.

Таблица 30. Критерии оценки надежности и коэффициент надежности систем теплоснабжения ГП Дружногорское

Наименование показателя	Обозначение	Значение		
		Котельная №21 пос. Дружная Горка	Котельная №43 д. Лампово	Котельная №58 пос. Дружная Горка
Показатель надежности электроснабжения котельной	$К_э$	0,6	0,6	0,6
Показатель надежности водоснабжения котельной	$К_в$	0,6	0,6	0,6
Показатель надежности топливоснабжения котельной	$К_т$	0,5	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$К_б$	1	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$К_с$	0	0	0
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$К_{отк.тс}$	0,8	0,5	0,5
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$К_{нед}$	1,0	1,0	1,0

Расчет критериев надежности показал, что системы теплоснабжения большинства котельных – надежные. Большинство котельных не имеют резервных связей (кольцевых участков тепловых сетей для обеспечения теплоснабжения

потребителей в случае аварии на участках ТС), что снижает общий уровень надежности системы.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Согласно данным по отказам участков тепловой сети на период 2016 – 2022 гг. (представленные в разделе 1.3.9.) частота отключения потребителей составила:

Котельная №21:

- 2016 год – 3 отключения;
- 2017 год – 2 отключения;
- 2018-2022 гг. – н/д.

Котельная №43:

- 2016 год – 4 отключения;
- 2017 год – 2 отключения;
- 2018-2022 гг. – н/д.

Котельная №58:

- 2016 год – 3 отключения;
- 2017 год – 3 отключения;
- 2018-2022 гг. – н/д.

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные постановлением Правительства Ленинградской области №177 от 19 июня 2008 года «Об утверждении Правил подготовки и проведения отопительного сезона в Ленинградской области».

1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Информация по картам–схемам тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения отсутствует.

1.9.5. 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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило.

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Аварийных ситуаций при теплоснабжении за отчетный период не происходило.

1.9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Расчет критериев надежности показал, что системы теплоснабжения большинства котельных – надежные.

1.10. Технико–экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района». Технико–экономические показатели АО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2022 год представлены в таблице ниже.

Таблица 31. Технико–экономические показатели АО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2022 год

№ п/п	Показатели		Ед.изм.	2022
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности		тыс. руб.	797163,00
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:		тыс. руб.	980300,85
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель		тыс. руб.	0,00
2.2	расходы на топливо		тыс. руб.	396353,18
2.2.1	газ природный по регулируемой цене	общая стоимость		351780,7
2.2.1.1		объем	тыс м3	60235,42
2.2.1.2		стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,84
2.2.1.3		стоимость доставки	тыс. руб.	5,84
2.2.1.4		способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.2.2	дизельное топливо	общая стоимость		23564,36
2.2.2.1		объем	тонны	501,76
2.2.2.2		стоимость за единицу объема	тыс. руб.	46,87
2.2.2.3		стоимость доставки	тыс. руб.	46,87
2.2.2.4		способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.2.3	мазут	общая стоимость		10292,01
2.2.3.1		объем	тонны	411,34
2.2.3.2		стоимость за единицу объема	тыс. руб.	24,96
2.2.3.3		стоимость доставки	тыс. руб.	24,96
2.2.3.4		способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.2.4	уголь каменный	общая стоимость		10961,48
2.2.4.1		объем	тонны	2200,10
2.2.4.2		стоимость за единицу объема	тыс. руб.	4,98
2.2.4.3		стоимость доставки	тыс. руб.	4,98
2.2.4.4		способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе		тыс. руб.	31366,65
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)		руб.	6,29
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт·ч	4986,10
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс. руб.	32642,27
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе		тыс. руб.	128,28

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2022
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	37046,52
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	75801,98
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	51236,19
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	2250,42
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	133970,30
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	121250,45
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	21015,97
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	77238,62
2.15.1	прочие	тыс. руб.	77238,62
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-53759,41
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	90304,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=81092930-4170-4a28-82bb-81794d9a1db9
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	256,60
8	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	256,60
9	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	457999,63
9.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	348216,56
10.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,00
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям,	тыс. Гкал	0,00

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2022
	максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал		
10.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	-
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	96888,45
12.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	87,00
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	56,90
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	-
16	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	156,70
17	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	156,70
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	25,12
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	2,52
20	Информация 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 т.ч.:	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=a3e1e666-4809-4e7d-906e-0517ecc706ba
20.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=a3e1e666-4809-4e7d-906e-0517ecc706ba
20.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=a3e1e666-4809-4e7d-906e-0517ecc706ba

1.10.1 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Технико-экономические показатели работы представлены за отчетный период. Больших различий в показателях от года к году не зафиксировано.

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. 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

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района», представлены в таблице ниже.

Таблица 32. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

Вид тарифа	Период действия тарифа	Тариф	Тариф	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения и источник официального опубликования решения
		Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергиию для ресурсноснабжаемой организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	
Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	3430,52	2565,59	18.12.2017 449п 20.12.2018 667-п
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	3430,52	2565,59	
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	3297,18	2565,59	20.12.2019 711-п 20.12.2019 618-п
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	3297,18	2565,59	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	3261,18	2565,59	18.12.2020 424-п 18.12.2020 447-п
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	3261,18	2600,00	
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	3201,66	2600,00	16.12.2021 424-п 20.12.2021 549-п
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	3201,66	2600,00	
	с 01.12.2022 по 31.12.2022	3455,54	2800,00	25.11.2022 451-п 25.11.2022 452-п 28.11.2022 519-п
	с 01.01.2023 по 31.12.2023	3455,54	2800,00	

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Структура тарифов АО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2022 год представлена в таблице ниже.

Таблица 33. Структура тарифа АО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2022 год

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2022
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	396353,18
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	31366,65
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	32642,27
4	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	128,28
5	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	37046,52
6	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
7	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	75801,98
8	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
9	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	51236,19
10	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	2250,42

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2022
11	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	133970,30
12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	21015,97
13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	77238,62

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствует.

1.11.4. Описание платы 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, отсутствует.

1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

В среднем тариф АО «Коммунальные системы Гатчинского района» менялся на 117 руб. в каждом расчетном периоде за прошедшие три года.

1.11.6. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Технико-экономические показатели работы представлены за отчетный период. Больших различий в показателях от года к году не зафиксировано.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения

1.12.1. Описание существующих проблемы организации качественного теплоснабжения

Одной из основных проблем систем теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения является высокий физический износ тепловых сетей и, как следствие, их высокая аварийность. Все сети были проложены до 1989 года, то есть срок эксплуатации тепловых сетей превышает 25 лет. Это приводит к снижению надежности работы системы и увеличению потенциальных аварий и отказов.

По результатам проведенных гидравлических расчетов установлено, что гидравлические режимы работы тепловых сетей обеспечивают качественное теплоснабжение потребителей тепловой энергией. Тем не менее, на отдельных участках выявлены чрезмерные удельные линейные потери. Причиной тому служит недостаточная пропускная способность сетей, а также высокая шероховатость трубопроводов, так как срок эксплуатации сетей превышает их нормативный срок службы. Как следствие, имеют место повышенные затраты электроэнергии на привод сетевых насосов и высокая аварийность.

Кроме того, угольная котельная №58 пос. Дружная Горка эксплуатируется с 1986 года, котельное оборудование имеет высокий износ, срок эксплуатации оборудования составляет 36 лет.

Котельная №43 эксплуатируется с 2002 года, оборудование котельной имеет высокий износ.

1.12.2. Описание существующих проблемы организации надежного теплоснабжения

Организация надежного и безопасного теплоснабжения Дружногорского городского поселения – комплекс организационно–технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- разработка плана перекладки тепловых сетей на территории города;
- диспетчеризация работы тепловых сетей;
- разработка методов определения мест утечек.

Остаточный ресурс тепловых сетей – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики – надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

План перекладки тепловых сетей – документ, содержащий график проведения ремонтно–восстановительных работ на тепловых сетях с указанием перечня участков тепловых сетей, подлежащих перекладке или ремонту.

Диспетчеризация – организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения.

1.12.3. Описание существующих проблемы развития системы теплоснабжения

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является недостаток финансирования работ по реконструкции систем теплоснабжения.

В данной Актуализации предложены мероприятия, реализация которых позволит обеспечить потребителей горячим водоснабжением с отсутствием водоразбора из сетевого контура.

1.12.4. Описание существующих проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения не выявлено.

Нарушений в поставке топлива за период 2020–2022 гг. не выявлено.

1.12.5. Описание анализа предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Сведений о предписаниях надзорных органов по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлено.

2. ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение на территории Дружногорского городского поселения присутствует только в пос. Дружная Горка и д. Лампово:

– система централизованного теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка;

– система централизованного теплоснабжения котельной №43 д. Лампово;

– система централизованного теплоснабжения котельной №53 пос. Дружная Горка.

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения представлены в таблице ниже.

Таблица 34. Потребление тепловой энергии за 2022 г.

Наименование показателей	Ед. измерения	Наименование населенного пункта			
		Дружногорское ГП			
		Котельная №21	Котельная №43	Котельная №58	ИТОГО
		пос. Дружная Горка	д. Лампово	пос. Дружная Горка	
		21	43	58	
Вид топлива		Газ	Газ	Уголь	
Выработка тепловой энергии	Гкал	**18135**	**9167,247**	**785,146**	**28087,393**
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	15846,802	6545,219	311,178	22703,199
отопление	Гкал	13060,511	5203,545	278,211	18542,266
ГВС	Гкал	2786,291	1341,674	32,967	4160,932
Реализация тепловой энергии	Гкал	**15846,802**	**6545,219**	**311,178**	**22703,199**
отопление	Гкал	13060,511	5203,545	278,211	18542,266
ГВС	Гкал	2786,291	1341,674	32,967	4160,932
Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	**5,052**	**2,091**	**0,111**	**7,254**
Резерв/Дефицит	Гкал/ч	**1,981**	**1,637**	**1,223**	**4,841**

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

На момент базового года, жилищный фонд Дружногорского ГП составляет 181,29 тыс. м^2. Количество индивидуальных жилых домов составляет 1696 ед., количество многоквартирных домов – 63 ед., количество домов блокированной застройки – 24 ед.

Согласно полученной информации от администрации Дружногорского городского поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства не проводилось.

В связи с этим прогнозы изменения площадей строительных фондов на территории Дружногорского городского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Дружногорского городского поселения при изначальной разработанной схеме теплоснабжения и её предшествующих актуализациях. Ввиду того, что ввод новых площадей не производился, все перспективные показатели развития перенесены на последующие периоды.

Согласно данным, полученным от Администрации Дружногорского городского поселения, в период до 2035 года на территории Дружногорского городского поселения прирост тепловой нагрузки зданий, оборудованных централизованным теплоснабжением и горячим водоснабжением, не ожидается. Для новой индивидуальной застройки предусмотрено децентрализованное теплоснабжение с применением автономных источников теплоты (АИТ).

Изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице ниже.

Таблица 35. Изменение площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Дружногорского городского поселения в зоне действия источников централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Дружногорское городское поселение	**тыс. м^2**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Жилые	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос. Дружная Горка	**тыс. м^2**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Жилые	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	**тыс. м^2**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Жилые	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	тыс. м^2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №58 пос. Дружная Горка	**тыс. м^2**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
Жилые	тыс. м^2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м^2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м^2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Требования к энергетической эффективности и к теплопотреблению зданий, проектируемых и планируемых к строительству, определены нормативными документами:

- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23–02–2003;
- СП 23–101–2004 Проектирование тепловой защиты зданий.

На стадии проектирования здания определяется расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, $q_{от}$, Вт/(м^3•^{o}С). Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению q_0, Вт/(м^3•^{o}С).

Нормативные значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий приводятся в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23–02–2003», утвержденном приказом Министерства регионального развития РФ от 30.06.2012 г. № 265.

Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» было запланировано поэтапное снижение удельных норм расхода тепловой энергии проектируемыми зданиями к 2020 году на 40%, а именно: в 2011 – 2015 гг. – на 15% от базового уровня, в 2016 – 2020 гг. – на 30% от базового уровня, и с 2020 г – на 40% от базового уровня.

Однако, требование Постановления № 18 не было включено в актуализированную редакцию СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23–02–2003», а также не была принята поправка № 1, касающаяся поэтапного снижения удельных норм расхода тепловой энергии, разработанная Федеральным агентством по строительству и ЖКХ.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию представлены в таблице ниже.

Таблица 36. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед. изм.	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·м^3	17,997	16,375	14,714	14,199	13,290	12,617	11,905	11,470
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·м^3	19,262	17,403	16,494	14,674	14,199	13,527	12,815	12,301
Поликлиники и лечебные учреждения, дома–интернаты	ккал/час·м^3	15,584	15,109	14,674	14,199	13,764	13,290	12,815	12,301
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·м^3	20,607	20,607	20,607	–	–	–	–	–
Сервисного обслуживания, культурно–досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·м^3	10,521	10,086	9,611	9,176	9,176	–	–	–
Административного назначения, офисы	ккал/час·м^3	16,494	15,584	15,109	12,380	10,996	10,086	9,176	9,176

Потребность в тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», исходя из нормативного расхода горячей воды в сутки одним жителем (работником, посетителем и т.д.) и периода потребления (ч/сут) для каждой категории потребителей.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий и общественных зданий представлены в таблицах ниже.

Таблица 37. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1 жителя	Размерность
С водопроводом и канализацией, без ванн	40	100,00	ккал/ч
То же, с газоснабжением	48	120,00	ккал/ч
С водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	60	150,00	ккал/ч
То же, с газовыми водонагревателями	85	212,50	ккал/ч
С централизованным горячим водоснабжением и с сидячими ваннами	95	237,50	ккал/ч
То же, с ваннами длиной более 1500 – 1700 мм	100	250,00	ккал/ч

Таблица 38. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение общественных зданий

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
1. Общежития			
с общими душевыми	1 житель	125,00	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00	ккал/ч
2. Гостиницы, пансионаты и мотели			
с общими ванными и душами	1 житель	175,00	ккал/ч
с душами во всех номерах	1 житель	350,00	ккал/ч
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00	ккал/ч
3. Больницы			
с общими ванными и душами	1 житель	187,50	ккал/ч
с санитарными узлыми, приближенными к палатам	1 житель	225,00	ккал/ч
инфекционные	1 житель	275,00	ккал/ч
4. Санатории и дома отдыха			
с общими душевыми	1 житель	162,50	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50	ккал/ч
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00	ккал/ч
5. Физкультурно–оздоровительные учреждения			

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 место	250,00	ккал/ч
6. Дошкольные образовательные учреждения и школы–интернаты с дневным пребыванием детей			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	180,00	ккал/ч
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	100,00	ккал/ч
7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00	ккал/ч
8. Административные здания	1 работающий	60,00	ккал/ч
9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	0,07	ккал
10. Магазины			
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00	ккал/ч
промтоварные	1 работник в смену	60,00	ккал/ч
11. Поликлиники и амбулатории	1 пациент	24,00	ккал/ч
	1 работающий в смену	72,00	ккал/ч
12. Аптеки			
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00	ккал/ч
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00	ккал/ч
13. Парикмахерские	1 рабочее место в смену	165,00	ккал/ч
14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово–развлекательные учреждения			
для зрителей	1 человек	45,00	ккал/ч
для артистов	1 человек	187,50	ккал/ч
15. Стадионы и спортзалы			
для зрителей	1 человек	15,00	ккал/ч
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64	ккал/ч
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27	ккал/ч
16. Плавательные бассейны			
для зрителей	1 место	10,00	ккал/ч
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00	ккал/ч
17. Бани			
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00	ккал/ч
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00	ккал/ч
душевая кабина	1 посетитель	4800,00	ккал/ч
ванная кабина	1 посетитель	7200,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
18. Прачечные			
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25	ккал
механизированные	1 кг сухого белья	0,42	ккал
19. Производственные цехи			
обычные	1 человек в смену	82,50	ккал/ч
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м/ч	1 человек в смену	240,00	ккал/ч
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00	ккал/ч

2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Перспективные тепловые нагрузки рассчитаны на основании прироста площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Дружногорского городского поселения.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки для намечаемых к застройке жилых районов определяются по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок. На основании Региональных нормативов градостроительного проектирования, применяемых на территории Санкт–Петербурга, а также статистических данных, полученных в результате анализа показателей домовых приборов учета в Санкт–Петербурге и Ленинградской области, для оценки перспективных нагрузок принята среднечасовая укрупненная норма удельного расхода тепла в размере 75 ккал/кв. м общей площади зданий в час.

Приросты нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблице 39. Приросты объемов потребления тепловой энергии в таблице 40.

Таблица 39. Приросты перспективных нагрузок отопления, вентиляции, горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Дружногорское городское поселение	**Гкал/ч**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	**Гкал/ч**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	**Гкал/ч**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос. Дружная Горка	**Гкал/ч**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	**Гкал/ч**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №58 пос. Дружная Горка	**Гкал/ч**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 40. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2030	2031-2035
Дружногорское городское поселение	**Гкал**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	**Гкал**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	**Гкал**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 п. Дружная Горка	**Гкал**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	**Гкал**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Отопление, вентиляция	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №58 п. Дружная Горка	**Гкал**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
Отопление, вентиляция	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. Данная рекомендация объясняется экономически необоснованными затратами на строительство тепловых сетей большой протяженности и малыми диаметрами в зонах индивидуального устроительства, а также большими тепловыми потерями при передаче теплоносителя, соразмерными с количеством тепла, необходимого конечному потребителю. Опираясь на рекомендации Минрегионразвития, данной Схемой теплоснабжения предлагается осуществлять теплоснабжение всей перспективной индивидуальной застройки за счет индивидуальных источников теплоснабжения.

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии

На расчетный срок до 2035 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется.

2.7. Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Согласно данным АО «Коммунальные системы Гатчинского района» в 2021 году к централизованной системе теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка был подключен жилой дом (среднеэтажная застройка) площадью 3,8 тыс. м^2 по адресу ул. Введенского д. 7.

За 2022 год к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения новые объекты теплопотребления не подключались.

2.8. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

Согласно данным заказчика, увеличение площадей строительных фондов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения, на территории Дружногорского городского поселения в течение расчетного срока не планируется.

2.9. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

Таблица 41. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Наименование	Ед. изм.	Котельная		
		№21	№43	№58
На коллекторах, в том числе:	Гкал/ч	6,377	2,525	0,181
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	5,052	2,091	0,111
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,325	0,434	0,070

2.10. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды не предоставлены.

3. ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 8.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети;
- Паспортизация объектов сети;
- Наладочный расчет тепловой сети;

- Поверочный расчет тепловой сети;
- Конструкторский расчет тепловой сети;
- Расчет требуемой температуры на источнике;
- Коммутационные задачи;
- Построение пьезометрического графика;
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов

Тепловую сеть можно изображать на карте, с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволит в дальнейшем не только проводить теплогидравлические расчеты, но и решать другие инженерные задачи, зная точное местонахождение тепловых сетей. Пример изображения тепловой сети на карте с привязкой к местности показан на рисунке ниже.

Рисунок 30. Изображение тепловой сети на карте с привязкой к местности

Zulu может работать как в локальной системе координат (план–схема), так и в одной из географических проекций.

Система поддерживает более 180 датумов, в том числе ПЗ–90, СК–42, СК–95 по ГОСТ Р 51794–2001, WGS 84, WGS 72, Пулково 42, NAD27, NAD83, EUREF 89. Список поддерживаемых датумов будет расширяться.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные, хранящиеся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении «на лету».

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

Следует отметить, что электронная модель, предоставленная заказчиком, была выполнена в локальной (местной) системе координат.

3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулирующую арматуру, камеры и другие элементы.

Источник

Источник – это символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в

зависимости от режима работы представлено на рисунке. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.

Рисунок 31. Условное изображение источника

Участок

Участок – это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21–605–82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. рисунок «Режимы изображения участка» . Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

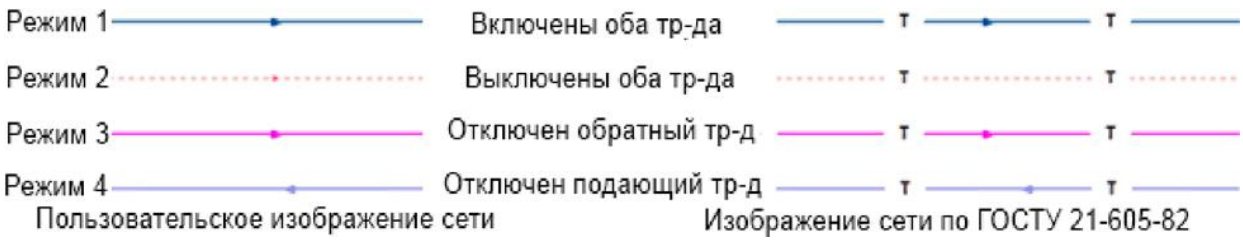


Рисунок 32. Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

Узел

Узел – это символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке ниже.

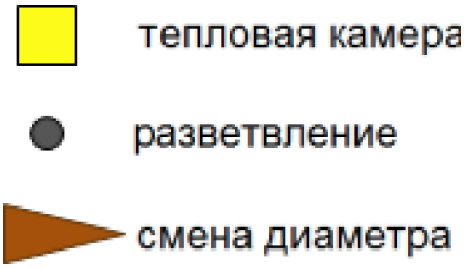


Рисунок 33. Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения ЦТП.

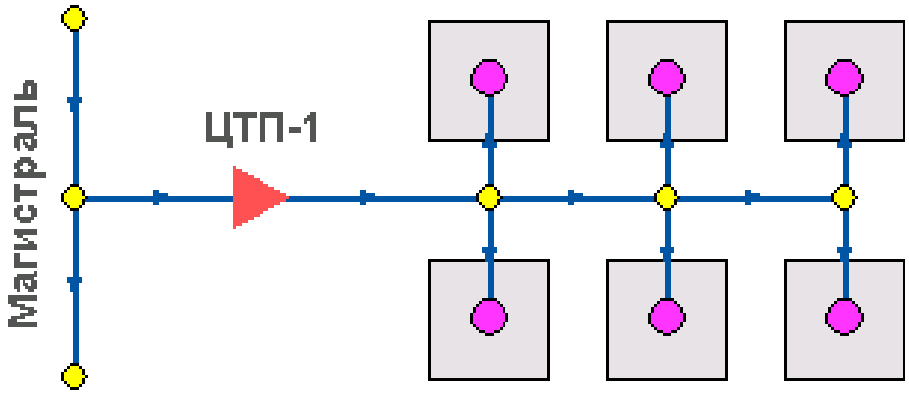


Рисунок 34. Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рисунке «Подключение трубопровода ГВС».

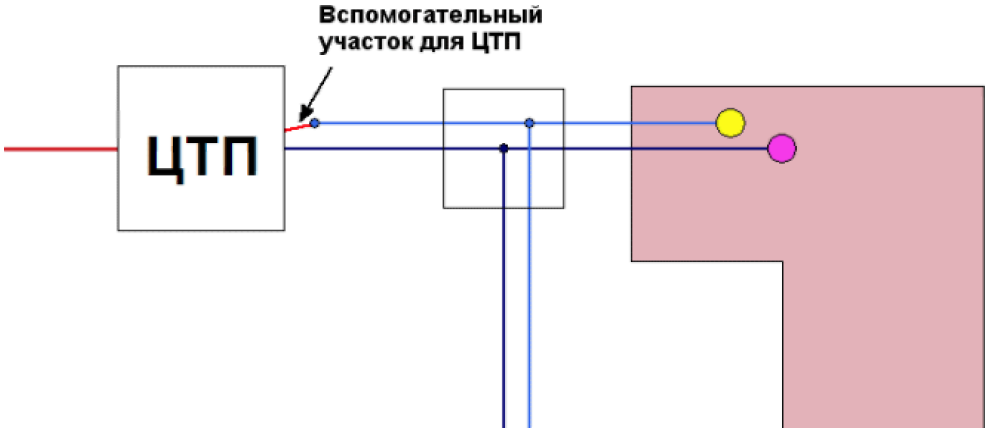


Рисунок 35. Подключение трубопровода ГВС

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

Рисунок 36. Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель — это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

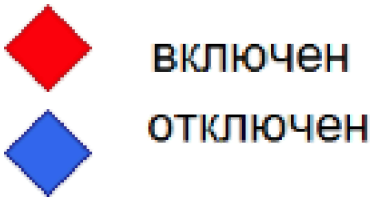


Рисунок 37. Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя. То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.

Рисунок 38. Варианты включение обобщенных потребителей

Задвижка

Задвижка — это символьный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определятся при её режиме работы.

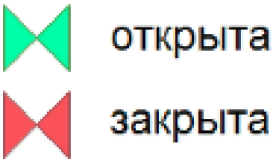


Рисунок 39. Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно–регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах рисунке «Однолинейное и внутренне представление задвижки».

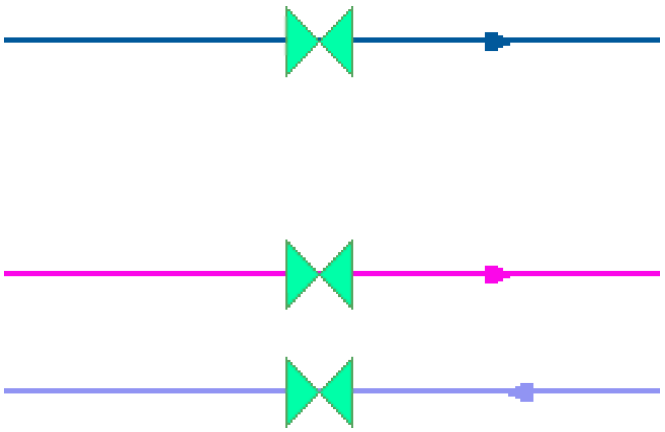


Рисунок 40. Однолинейное и внутренне представление задвижки

Перемычка

Перемычка — это символьный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

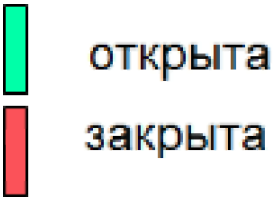


Рисунок 41. Условное представление перемычки

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

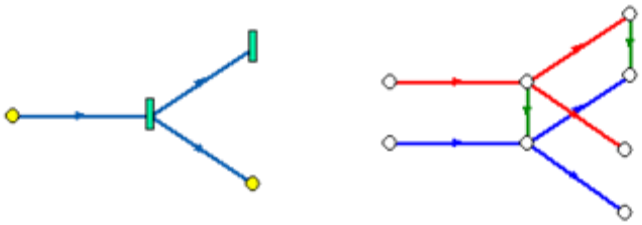


Рисунок 42. Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка»

недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой – только обратный.

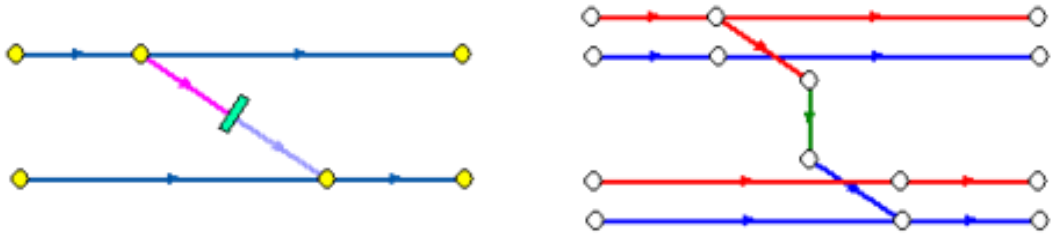


Рисунок 43. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно–расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.

Рисунок 44. Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно–расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

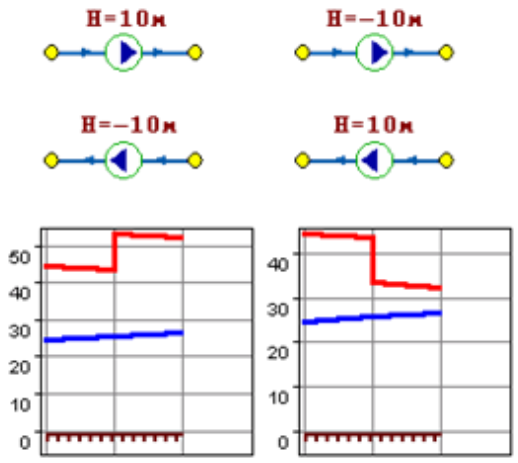


Рисунок 45. Пьезометрические графики

На рисунке видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора, влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его QH характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса.

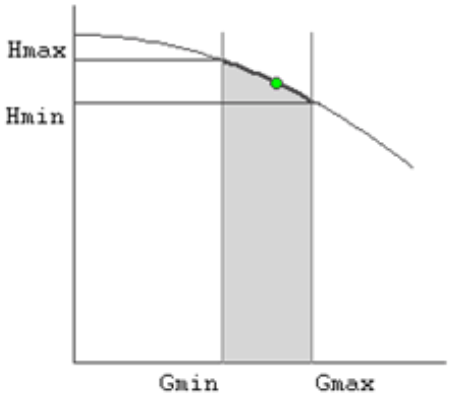


Рисунок 46. Напорно–расходная характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от расхода. Следует отметить, что характеристика, задаваемая таким образом, может отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают. Для описания нескольких параллельно

работающих насосов достаточно задать их количество, и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке — это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

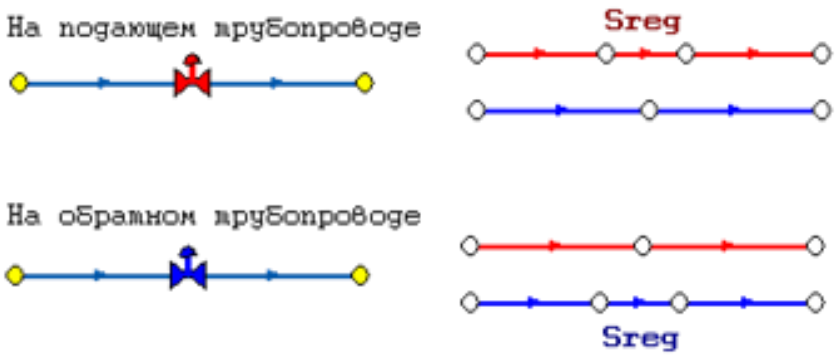


Рисунок 47. Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба – это символьный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая. Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.

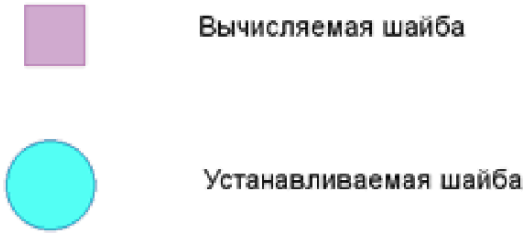


Рисунок 48. Условное представление шайбы

На рисунке видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

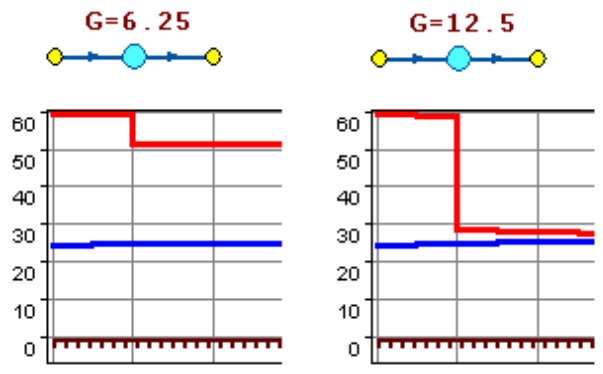


Рисунок 49. Характеристики дроссельных шайб

Регулятор давления

Регулятор давления – устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

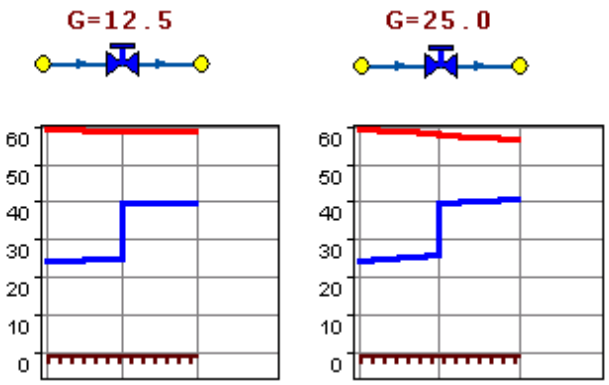


Рисунок 50. Регулятор давления

На рисунке показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора – это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.

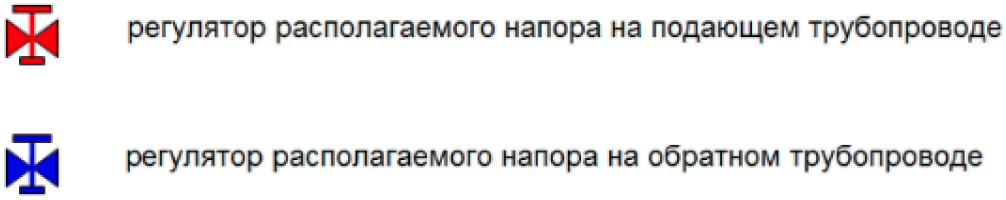


Рисунок 51. Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать, как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.

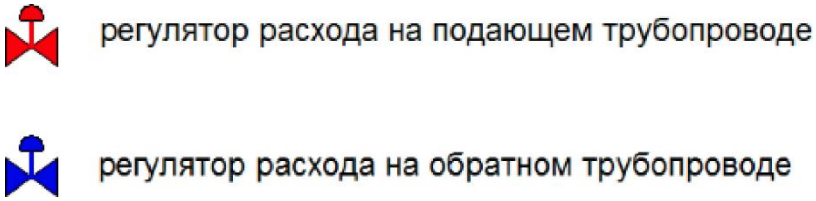


Рисунок 52. Условное представление регуляторов расхода

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников – наименование предприятия, наименование источника, для потребителей – адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников – геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит

от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения населенного пункта.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

Электронная модель позволяет наглядно на топооснове городского поселения разграничить и паспортизировать единицы территориального деления. Такими границами территориального деления могут являться:

- кадастровые кварталы;
- теплосетевые районы;
- планировочные районы;
- административные районы.

Сетка районирования, нанесенная в электронной модели, позволяет привязать базу данных, состоящую из сведений, входящих в паспорт единицы территориального деления, к площадному объекту, определяющему границы этой единицы. Графически, административное деление сельских и городских поселений.

3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Теплогидравлический расчет программно–расчетного комплекса ZuluThermo включает в себя полный набор функциональных компонентов и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

Размерность рассчитываемых тепловых сетей, степень их закольцованности, а также количество теплоисточников, работающих на общую сеть – не ограничены.

После создания расчетной математической модели сети и формирования паспортизации каждого объекта сети, в получившейся электронной модели поселения могут выполняться различные теплогидравлические расчеты.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах

тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков. Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати

В настоящее время в состав расчетов ПРК Zulu Thermo входит 6 типов гидравлического расчета:

- наладочный расчет;
- поверочный расчет;
- конструкторский расчет;
- расчет температурного графика;
- расчет надежности;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

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.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются

потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Поверочный расчет тепловой сети

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

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), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости

движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

Расчет температурного графика

Целью расчета является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

Расчет надежности

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Программное обеспечение ПРК ZuluThermo позволяет проводить моделирование всех видов переключений в «гидравлической модели» сети. Суть заключается в автоматическом отслеживании программой состояния запорно–регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое переключение на схеме тепловой сети влечет за собой автоматическое

выполнение гидравлического расчета, и, таким образом, в любой момент времени пользователь видит тот гидравлический режим, который соответствует текущему состоянию всей совокупности запорно–регулирующей арматуры и насосных агрегатов на схеме тепловой сети.

Переключения могут быть как одиночными, так и групповыми, для любой выбранной (помеченной) совокупности переключаемых элементов.

Для насосных агрегатов и их групп в модели доступны несколько видов переключений:

- включение/выключение;
- дросселирование;
- изменение частоты вращения привода.

Задвижки типа «дроссель», помимо двух крайних состояний (открыта/закрыта), могут иметь промежуточное состояние «прижата», определяемое в либо в процентах открытия клапана, либо в числе оборотов штока. При этом состоянии задвижка моделируется своим гидравлическим сопротивлением, рассчитанным по паспортной характеристике клапана.

При любом переключении насосных агрегатов в насосной станции или на источнике автоматически пересчитывается суммарная расходно–напорная характеристика всей совокупности работающих насосов.

Для регуляторов давления и расхода переключением является изменение уставки.

Для потребителей переключением является любое из следующих действий:

- включение/отключение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;
- ограничение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;
- изменение температурного графика или удельных расходов теплоносителя по видам тепловой нагрузки.

Предусмотрена генерация специальных отчетов об отключенных/включенных абонентах и участках тепловой сети, состояние которых изменилось в результате последнего произведенного единичного или группового переключения. Эти отчеты могут содержать любую информацию об этих объектах, содержащуюся в базе данных.

Режим гидравлического моделирования позволяет оперативно получать ответы на вопросы типа «Что будет, если...?» Это дает возможность избежать ошибочных действий при регулировании режима и переключениях на реальной тепловой сети.

Подсистема гидравлических расчетов позволяет моделировать произвольные режимы, в том числе аварийные и перспективные. Гидравлическое моделирование предполагает внесение в модель каких–то изменений с целью воспроизведения режимных последствий этих изменений, которые искажают реальные данные, описывающие эксплуатируемую тепловую сеть в ее текущем состоянии.

Подсистема гидравлических расчетов содержит специальный инструментарий, позволяющий для целей моделирования создавать и администрировать специальные «модельные» базы – наборы данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых предусматривается произведение любых манипуляций без риска исказить или повредить контрольную базу. Данный механизм также обеспечивает возможность осуществления сравнительного анализа различных режимов работы тепловой сети, реализованных в модельных базах, между собой. В частности, наглядным аналитическим инструментом является сравнительный пьезометрический график, на котором приводятся изменения гидравлического режима, произошедшее в результате тех или иных манипуляций.

Актуализация Схемы теплоснабжения на 2023 год в составе Электронной модели схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения содержит, в том числе отдельный слой, в котором реализованы вероятные сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью данного расчета является расчет существующих и перспективных потребностей в тепловой энергии потребителей в каждом субъекте округа, с целью установления доли полезного отпуска тепловой энергии в сеть и значений потерь энергии.

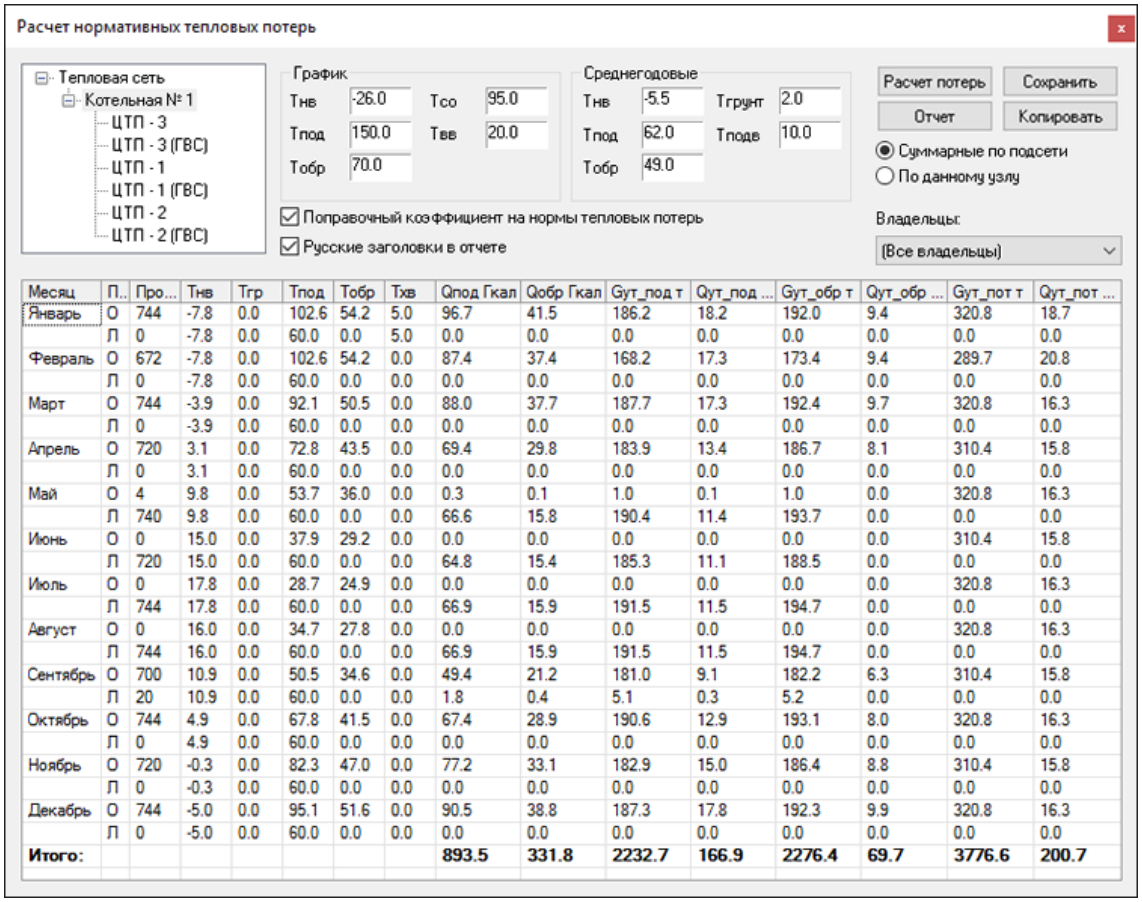
Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), а также по различным владельцам (балансодержателям) участков тепловой сети.

Возможно копирование исходных данных от одного источника или ЦТП сразу всем объектам, отдельно источникам, ЦТП по контуру отопления или ГВС. Также результаты выполненных расчетов можно посмотреть экспортировать в MS Excel. На рисунке приведены результаты расчета потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.



Расчет нормативных тепловых потерь

Тепловая сеть
Котельная № 1
ЦТП - 3
ЦТП - 3 (ГВС)
ЦТП - 1
ЦТП - 1 (ГВС)
ЦТП - 2
ЦТП - 2 (ГВС)

График: Тнв -26.0, Тсо 95.0, Тпод 150.0, Твв 20.0, Тобр 70.0

Среднегодовые: Тнв -5.5, Тгрунт 2.0, Тпод 62.0, Тподв 10.0, Тобр 49.0

Расчет потерь | Сохранить | Отчет | Копировать

Суммарные по подсети
По данному узлу

Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь
Русские заголовки в отчете

Владельцы: (Все владельцы)

Месяц	П..	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тхв	Qпод Гкал	Qобр Гкал	Gут_под т	Qут_под ...	Gут_обр т	Qут_обр ...	Gут_пот т	Qут_пот ...
Январь	О	744	-7.8	0.0	102.6	54.2	5.0	96.7	41.5	186.2	18.2	192.0	9.4	320.8	18.7
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Февраль	О	672	-7.8	0.0	102.6	54.2	0.0	87.4	37.4	168.2	17.3	173.4	9.4	289.7	20.8
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Март	О	744	-3.9	0.0	92.1	50.5	0.0	88.0	37.7	187.7	17.3	192.4	9.7	320.8	16.3
	Л	0	-3.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Апрель	О	720	3.1	0.0	72.8	43.5	0.0	69.4	29.8	183.9	13.4	186.7	8.1	310.4	15.8
	Л	0	3.1	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Май	О	4	9.8	0.0	53.7	36.0	0.0	0.3	0.1	1.0	0.1	1.0	0.0	320.8	16.3
	Л	740	9.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.6	15.8	190.4	11.4	193.7	0.0	0.0	0.0
Июнь	О	0	15.0	0.0	37.9	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	310.4	15.8
	Л	720	15.0	0.0	60.0	0.0	0.0	64.8	15.4	185.3	11.1	188.5	0.0	0.0	0.0
Июль	О	0	17.8	0.0	28.7	24.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	17.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Август	О	0	16.0	0.0	34.7	27.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	16.0	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Сентябрь	О	700	10.9	0.0	50.5	34.6	0.0	49.4	21.2	181.0	9.1	182.2	6.3	310.4	15.8
	Л	20	10.9	0.0	60.0	0.0	0.0	1.8	0.4	5.1	0.3	5.2	0.0	0.0	0.0
Октябрь	О	744	4.9	0.0	67.8	41.5	0.0	67.4	28.9	190.6	12.9	193.1	8.0	320.8	16.3
	Л	0	4.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ноябрь	О	720	-0.3	0.0	82.3	47.0	0.0	77.2	33.1	182.9	15.0	186.4	8.8	310.4	15.8
	Л	0	-0.3	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Декабрь	О	744	-5.0	0.0	95.1	51.6	0.0	90.5	38.8	187.3	17.8	192.3	9.9	320.8	16.3
	Л	0	-5.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Итого:								**893.5**	**331.8**	**2232.7**	**166.9**	**2276.4**	**69.7**	**3776.6**	**200.7**

Рисунок 53. Результаты расчета потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетных значений показателей надежности с нормированными значениями этих показателей в соответствии с положениями п. 6.28 СНиП 41–02–2003.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных

(полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования. Основным предназначением является калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений – коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах тепловой сети Дружногорского городского поселения это приводит к значительным расхождениям результатов гидравлического расчета по «проектным» значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо. Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

Инструмент групповых операций позволяет выполнить изменение характеристик для подмножества участков тепловой сети, определяемого заданным критерием отбора, в частности:

- по всей базе данных описания тепловой сети;
- по одной из связных компонент тепловой сети (тепловой зоне источника);
- по некоторой графической области, заданной произвольным многоугольником;
- вдоль выбранного пути.

При этом на любой из вышеперечисленных «пространственных» критериев может быть наложена суперпозиция критериев отбора по классифицирующим признакам:

- по подающим или обратным трубопроводам тепловой сети, либо симметрично;
- по виду тепловых сетей (магистральные, распределительные, внутриквартальные);
- по участкам тепловой сети определенного условного диаметра;
- по участкам тепловой сети с определенным типом прокладки, и т.п.

Критерии отбора могут быть произвольными при соблюдении основного требования: информация, на основании которой строится отбор, должна в явном виде присутствовать в паспортных описаниях участков тепловой сети.

Для участков тепловых сетей, отобранных по определенной совокупности критериев, можно произвести любую из следующих операций:

- изменение эквивалентной шероховатости;
- изменение степени зарастания трубопроводов
- изменение коэффициента местных потерь;
- изменение способа расчета сопротивления.

После проведения серии изменений характеристик участков трубопроводов тепловой сети автоматически производится гидравлический расчет, результаты которого сразу же доступны для визуализации на схеме и анализа.

Поскольку при изменении характеристик участков сети тепловой сети их паспорта не модифицируются, в любой момент можно вернуться к исходному состоянию расчетной гидравлической модели, определяемому паспортными значениями характеристик участков тепловой сети.

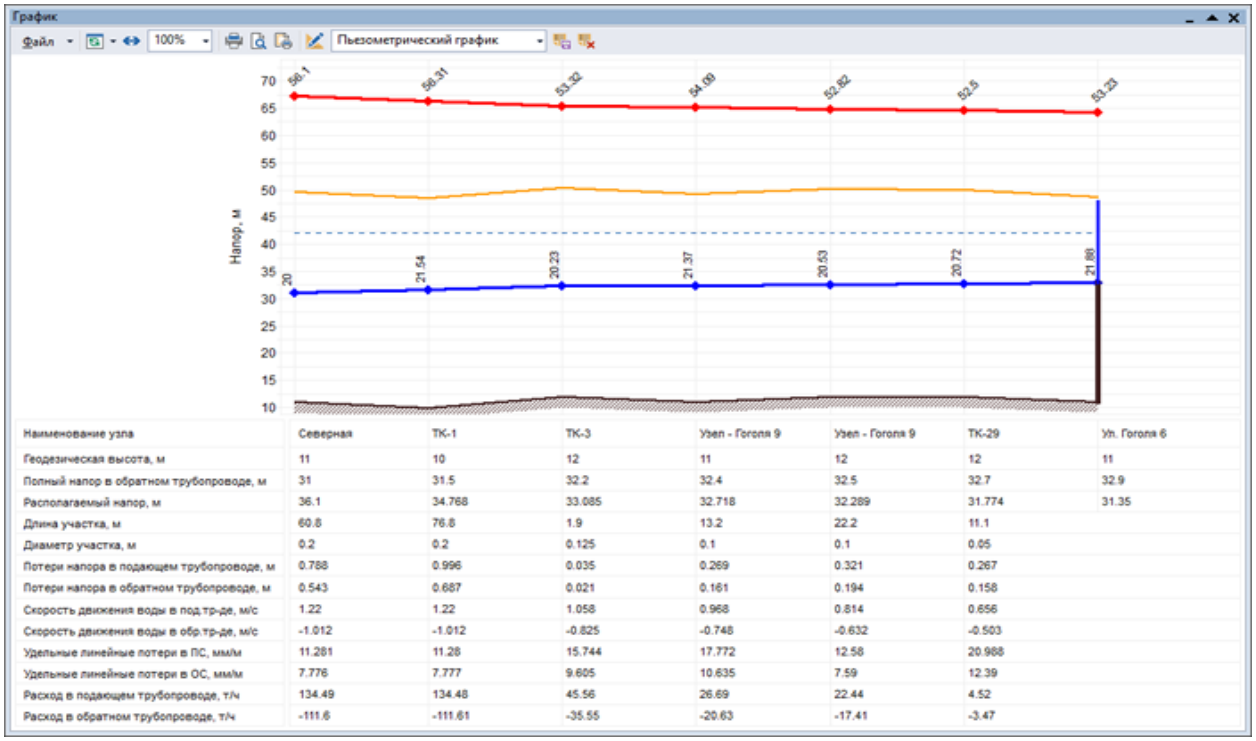
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе;

- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора;

Цвет и стиль линий задается пользователем.



Наименование узла	Северная	ТК-1	ТК-3	Узел - Гоголя 9	Узел - Гоголя 9	ТК-29	Ул. Гоголя 6
Геодезическая высота, м	11	10	12	11	12	12	11
Полный напор в обратном трубопроводе, м	31	31.5	32.2	32.4	32.5	32.7	32.9
Располагаемый напор, м	36.1	34.768	33.085	32.718	32.289	31.774	31.35
Длина участка, м	60.8	76.8	1.9	13.2	22.2	11.1	
Диаметр участка, м	0.2	0.2	0.125	0.1	0.1	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.788	0.996	0.035	0.269	0.321	0.267	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.543	0.687	0.021	0.161	0.194	0.158	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.22	1.22	1.058	0.968	0.814	0.656	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.012	-1.012	-0.825	-0.748	-0.632	-0.503	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	11.281	11.28	15.744	17.772	12.58	20.988	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	7.776	7.777	9.605	10.635	7.59	12.39	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	134.49	134.48	45.56	26.69	22.44	4.52	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-111.6	-111.61	-35.55	-20.63	-17.41	-3.47	

Рисунок 54. Пример пьезометрического графика

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Также график может отображать падение температуры в тепловой сети, после проведения расчетов с учетом тепловых потерь. При этом на график выводятся значения температур в узловых точках по подающему и обратному трубопроводам. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Пьезометрические графики, существующих тепловых сетей, представлены в разделе 1.3.8. Пьезометрические графики, перспективных тепловых сетей представлены в разделе 4.2.

4. ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

На территории Дружногорского городского поселения функционирует три источника централизованного теплоснабжения:

- котельная №21 пос. Дружная Горка;
- котельная №43 д. Лампово;
- котельная №58 пос. Дружная Горка.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по каждой зоне действия источника тепловой энергии Дружногорского городского поселения по годам определяются с учетом следующего балансового соотношения:

$$Q^{i}_{р.м.и.} - Q^{i}_{соб.н.} - Q^{i}_{рез.} = Q^{2022}_{нагр.} + Q^{i}_{прирост} + Q^{i}_{пот.тс} + Q^{i}_{хоз.тс} \quad (1)$$

где $Q^{i}_{р.м.и.}$ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q^{i}_{соб.н.}$ – затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q^{i}_{рез.}$ – резерв тепловой мощности источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q^{i}_{пот.тс}$ – потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q^{2022}_{нагр.}$ – тепловая нагрузка внешних потребителей в зоне действия источника тепловой энергии в отопительный период 2022 г., Гкал/ч;

$Q^{i}_{прирост}$ – прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет нового строительства объектов жилого и нежилого фонда в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q^{i}_{хоз.тс}$ – тепловая нагрузка объектов хозяйственных нужд в тепловых сетях в рассматриваемом году, Гкал/ч.

Тепловая нагрузка внешних потребителей на коллекторах ТЭЦ и котельных в *i*-ом году $Q^{i}_{кол.вн.}$ определяется следующим образом:

$$Q^{i}_{кол.вн.} = Q^{2022}_{нагр.} + Q^{i}_{прирост} + Q^{i}_{пот.тс} + Q^{i}_{хоз.тс} \quad (2)$$

Актуализация перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки выполнена в следующем порядке:

- Установлены перспективные тепловые нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии в соответствии с данными, приведенными в главе 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
- Составлены балансы существующей установленной, располагаемой, тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год прогнозируемого периода;
- Определены дефициты (резервы) существующей располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии до конца прогнозируемого периода (до 2035 г.);
- Установлены зоны развития Дружногорского городского поселения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью;
- Составлены балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии;
- В существующих зонах действия источников тепловой энергии с перспективной тепловой нагрузкой выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом кадастровом квартале к магистральным тепловым сетям;

- Выполнен расчет гидравлического режима тепловых сетей с перспективными тепловыми нагрузками и определены зоны с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей.

Тепловая нагрузка теплоиспользующих установок внешних потребителей, определяется по формуле:

$$Q_p^{вн} = \sum_{i=1}^{n} (Q_{от} + Q_{вен} + Q_{гвс} + Q_{тех}) \quad (3)$$

где n - количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям, Гкал/ч;

$Q_{от}$ - тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i-го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{вен}$- тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции) i-го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{гвс}$- тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения) *i*-го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{тех}$- тепловая нагрузка на технологические нужды *i*-го внешнего потребителя, Гкал/ч.

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников, определяемых по формуле (2).

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года представлены в таблице ниже. Значения потерь тепловой энергии отражены без учета проведения каких-либо мероприятий на тепловых сетях (сохранение существующего уровня тепловых потерь).

Таблица 42. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки источников тепловой энергии Дружногорского ГП

Наименование источника	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2035
Котельная №21										
Установленная мощность	Гкал/час	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
то же в %	%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325	1,325
то же в %	%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%	20,78%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059	4,059
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611	-1,611
	%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%	-39,70%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,981	1,981	1,981	1,981	1,981	1,981	1,981	1,981	1,981
	%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%	23,70%
Котельная №43										
Установленная мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
то же в %	%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434
то же в %	%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%	17,20%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012	2,012

Наименование источника	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2035
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162	4,162
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220	-0,220
	%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%	-10,95%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637
	%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%	39,33%
Котельная №58										
Установленная мощность	Гкал/час	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
то же в %	%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%	4,45%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
то же в %	%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195	1,195
Располагаемая тепловая мощность без вывода из эксплуатации наиболее мощного котла	Гкал/час	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405	1,405
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при выходе из строя наиболее мощного котла)	Гкал/час	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029
	%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%	86,14%
Резерв ("+") / Дефицит ("-") (при нормальной работе котельной)	Гкал/час	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223	1,223
	%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%	87,10%

4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с помощью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

Результаты гидравлических расчетов передачи теплоносителя для существующего состояния систем централизованного теплоснабжения представлены в пункте 1.3.8.

Схемы тепловых сетей котельных на 2035 представлены на рисунках 55-59. Перспективные пьезометрические графики, изменение которых от существующих обусловлено реконструкцией участка тепловой сети с увеличением диаметра трубопроводов, представлены на рисунках 60-64.

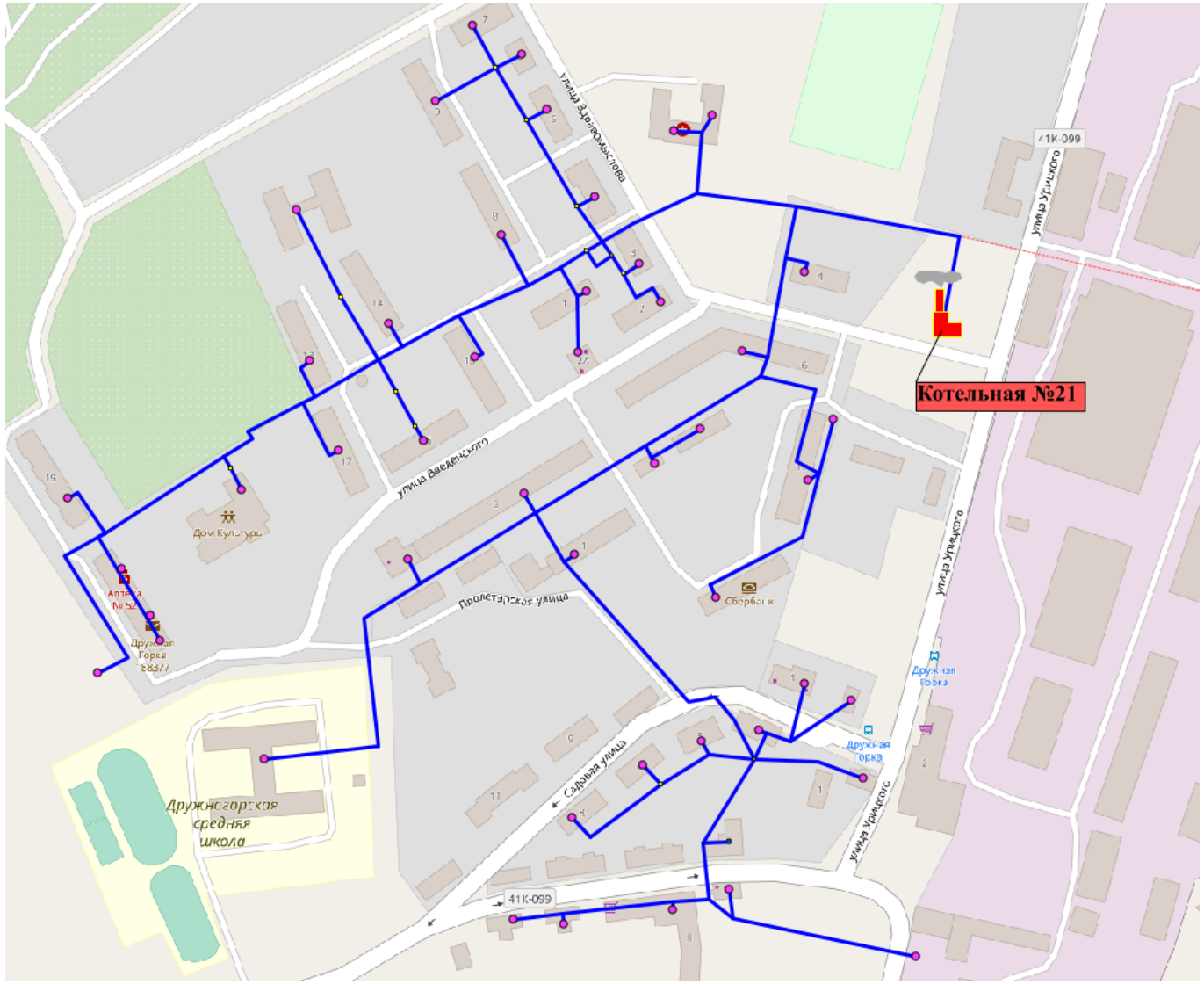


Рисунок 55. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка на 2035 год (контур отопления)

Рисунок 56. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка на 2035 год (контур ГВС)

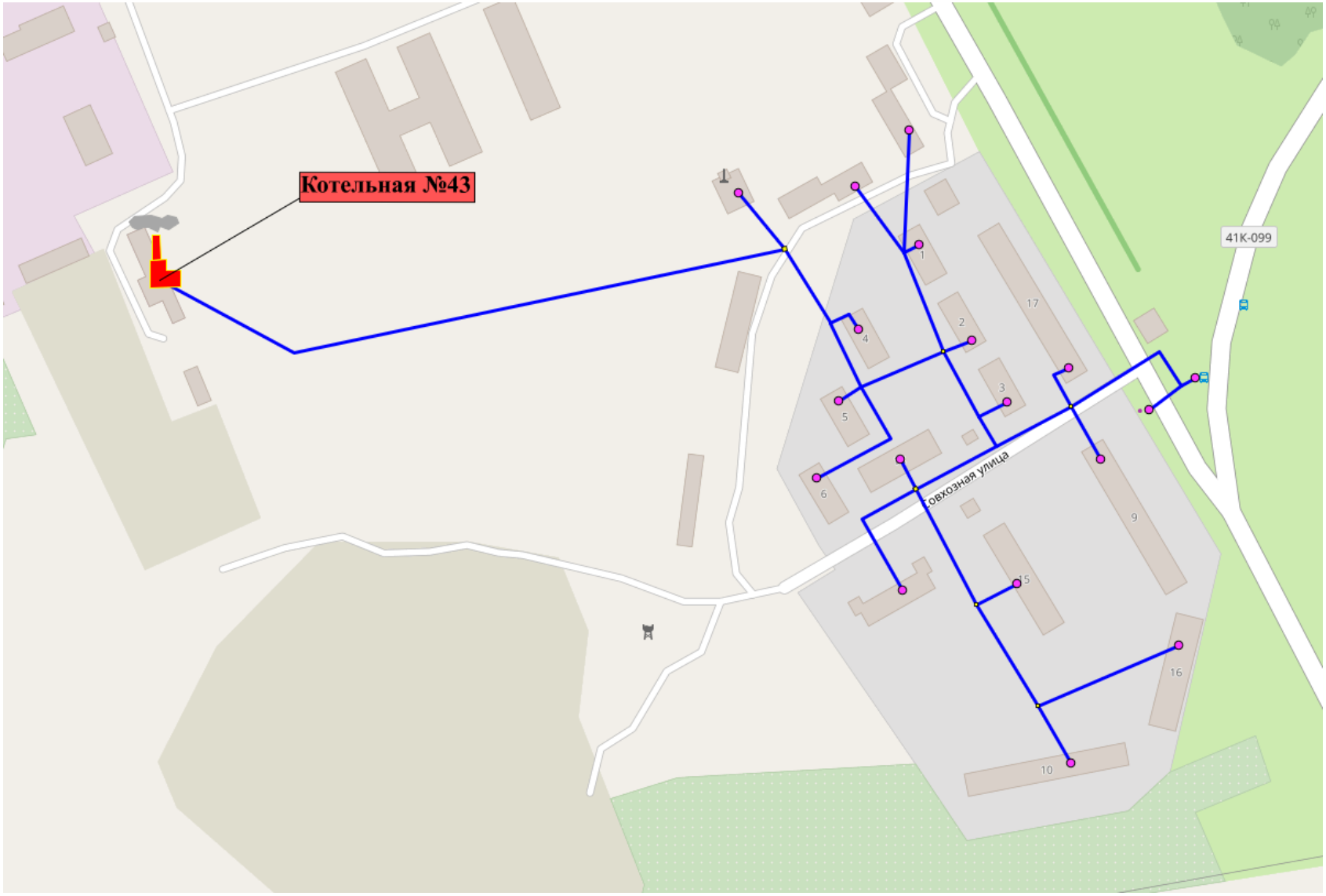


Рисунок 57. Схема тепловых сетей котельной №43 д. Лампово на 2035 год (контур отопления)

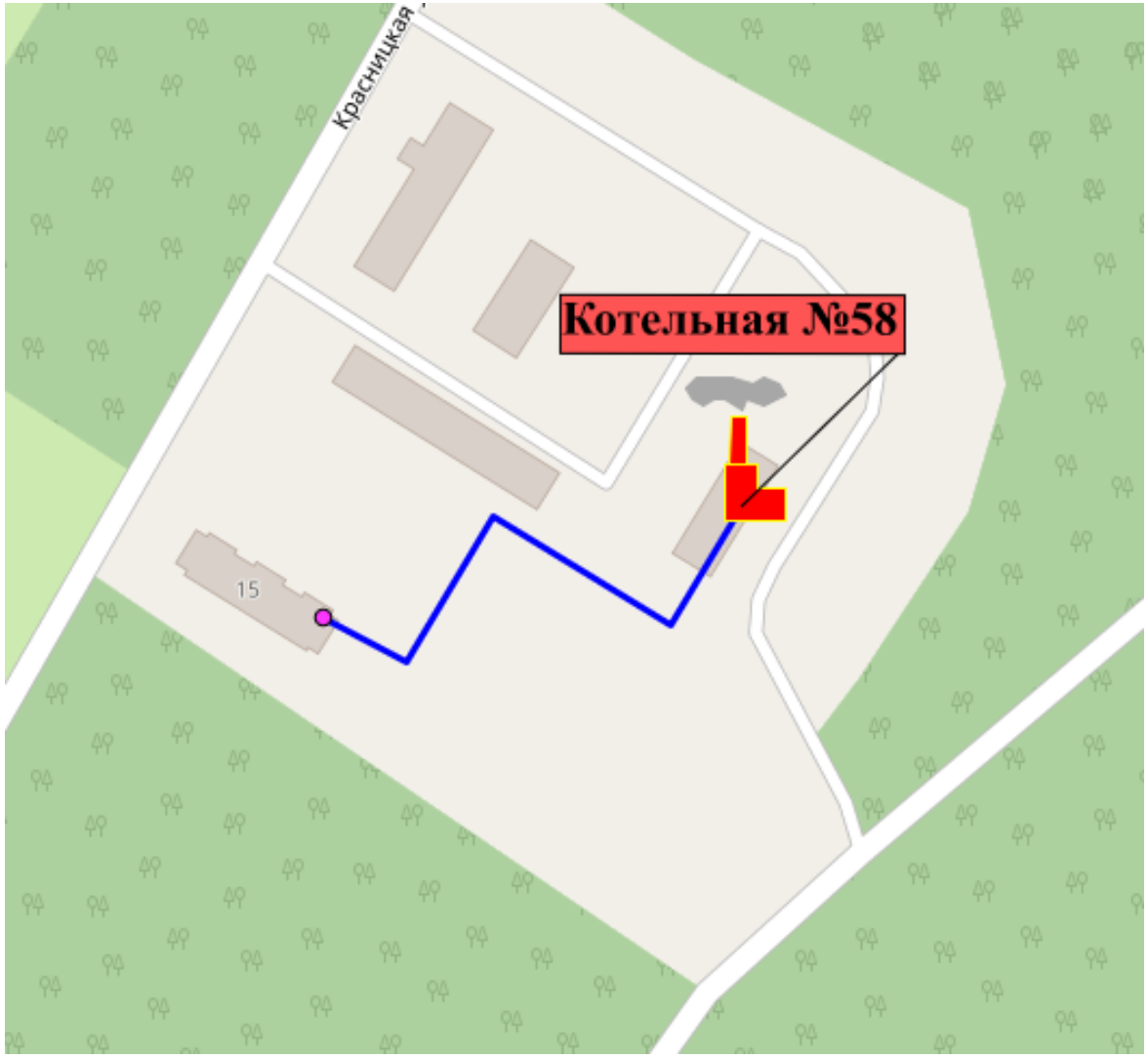


Рисунок 58. Схема тепловых сетей котельной №58 дер. Дружная Горка на 2035 год (контур отопления)

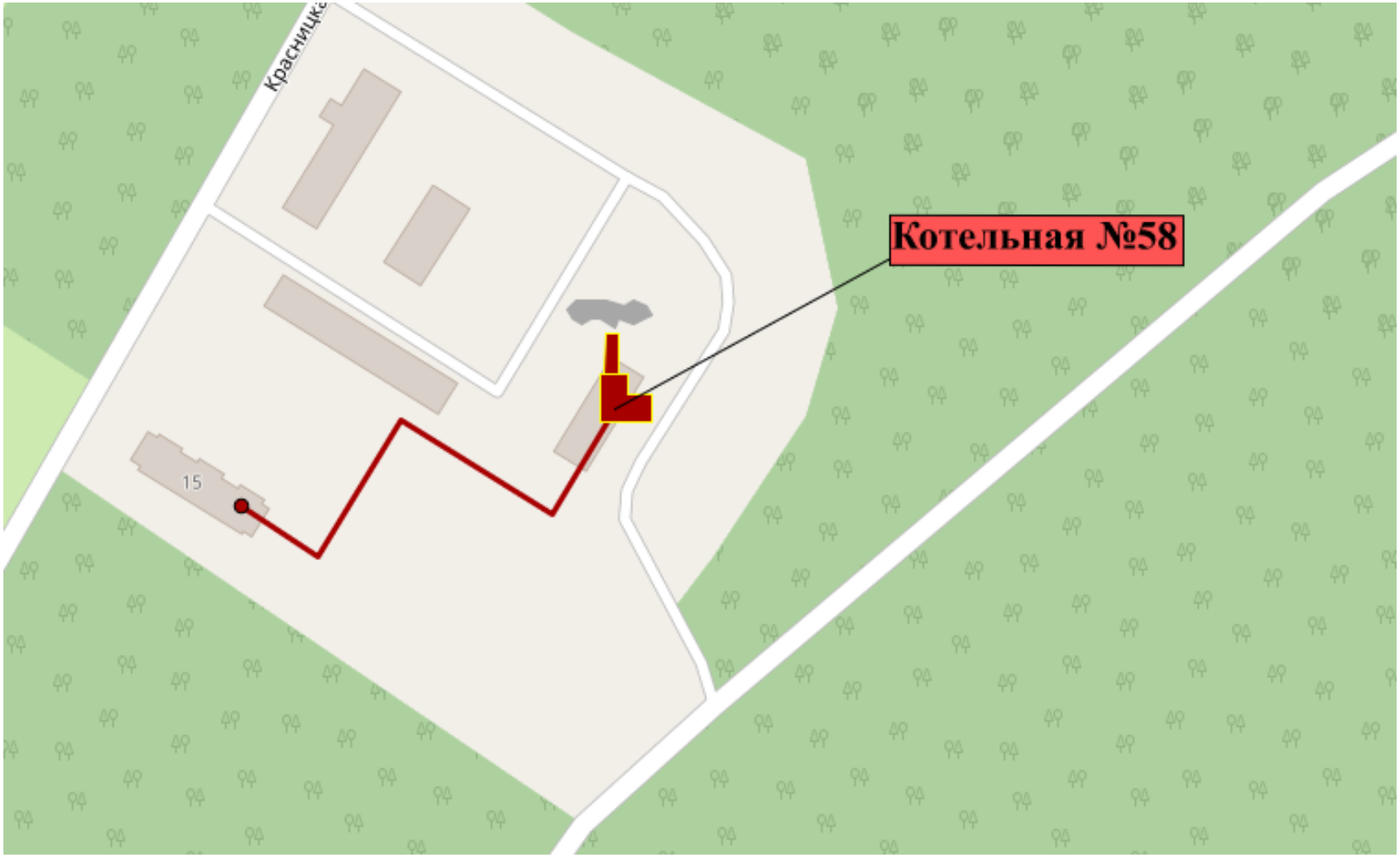
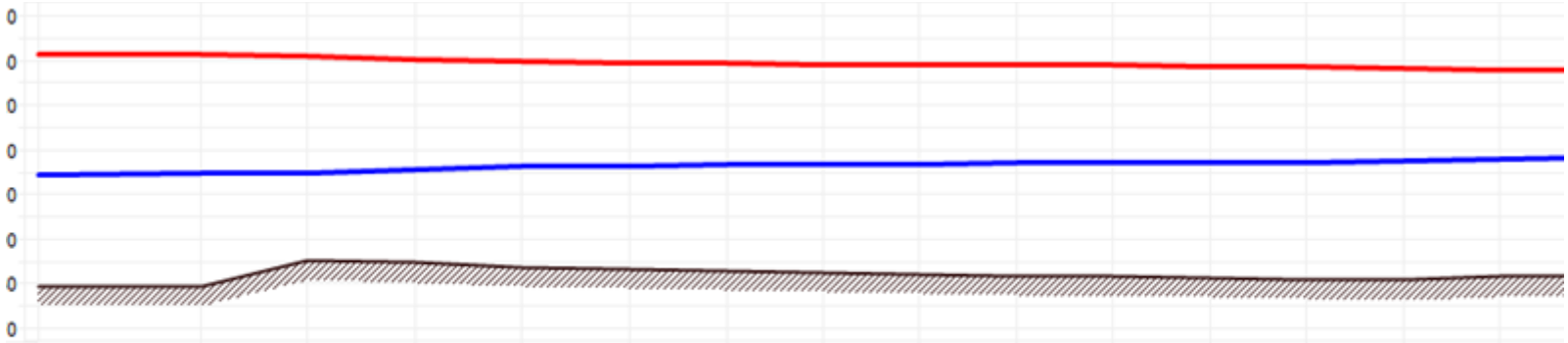
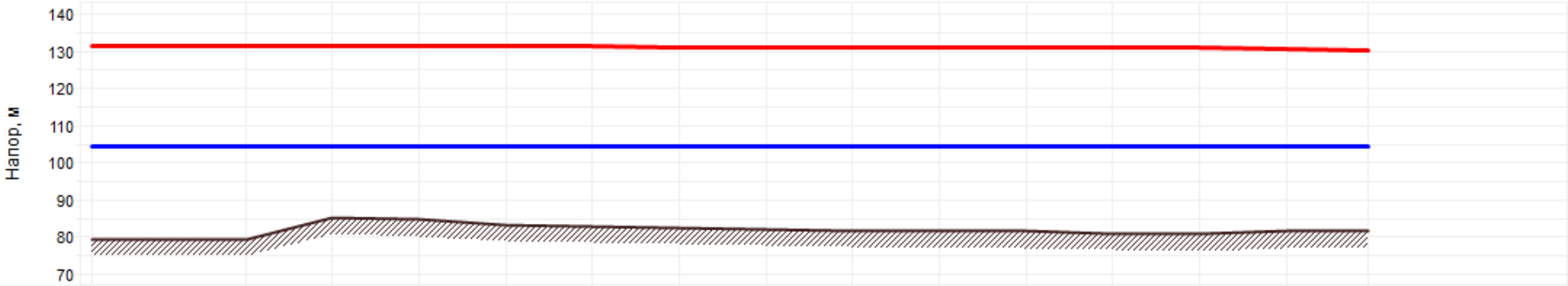


Рисунок 59. Схема тепловых сетей котельной №58 дер. Дружная Горка на 2035 год (контур ГВС)



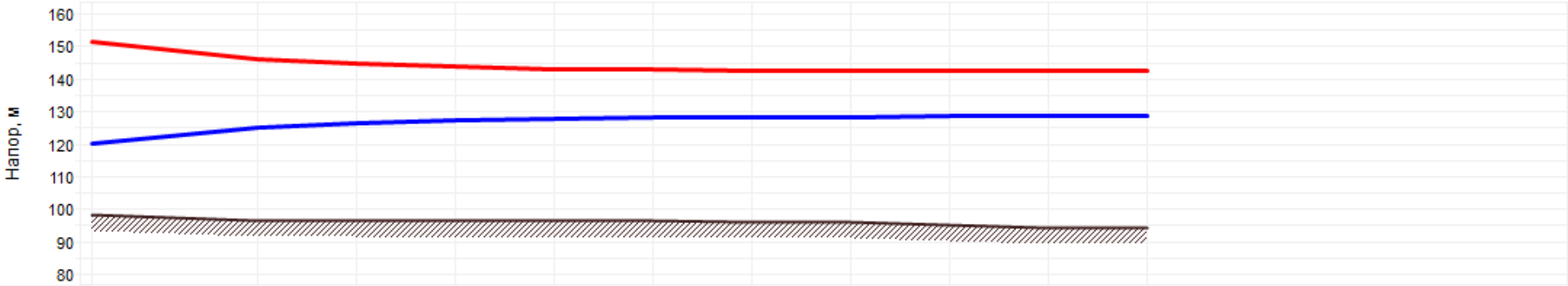
	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ-19	УТ-3б	УТ-3а	УТ-4а	УТ-4	УТ-4в	УТ-5а	У17	УТ-5	УТ-6	УТ-7
	79.31	79.31	85.12	84.57	83.53	83.23	82.88	82.45	81.98	81.73	81.37	81.1	80.71	80.67	81.38
,,	104.3	104.5	104.7	105.5	106.2	106.3	106.4	106.6	106.8	106.8	106.9	107	107.1	107.4	107.9
	27	26.695	26.169	24.645	23.293	22.948	22.708	22.371	22.097	21.942	21.731	21.631	21.331	20.705	19.896
	57.7	99.7	103	97	41	30	50	50	35	73	8.5	36.9	77	160	120.2
	0.309	0.309	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.209	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1
ie,	0.153	0.264	0.764	0.678	0.173	0.12	0.169	0.138	0.078	0.106	0.05	0.15	0.314	0.406	0.261
ie,	0.152	0.262	0.76	0.674	0.172	0.119	0.168	0.137	0.077	0.105	0.05	0.15	0.313	0.404	0.26
	0.857	0.857	1.027	0.997	0.773	0.753	0.692	0.623	0.559	0.45	0.742	0.617	0.617	0.485	0.347
	-0.854	-0.855	-1.024	-0.994	-0.771	-0.751	-0.69	-0.622	-0.557	-0.449	-0.74	-0.615	-0.615	-0.484	-0.346
ни	2.648	2.648	6.185	5.825	3.518	3.336	2.819	2.294	1.847	1.205	4.9	3.4	3.4	2.112	1.814
ни	2.63	2.63	6.148	5.792	3.498	3.318	2.803	2.281	1.837	1.199	4.875	3.382	3.382	2.102	1.805
	225.7	225.69	123.73	120.05	93.13	90.67	83.28	75.05	67.28	54.2	46	38.25	38.25	30.07	9.56
	-224.91	-224.92	-123.36	-119.71	-92.86	-90.42	-83.04	-74.84	-67.09	-54.06	-45.88	-38.15	-38.15	-29.99	-9.54

Рисунок 60. Пьезометрический график от котельной №21 до абонента по адресу ул. Введенского д. 7 (контур отопления)



Наименование узла	Котельная №21	У1	УТ-1	УТ-2	УТ-3б	УТ-3а	УТ-4а	УТ-4	УТ-4в	УТ-5а	УТ-5б	УТ-5	УТ-6	УТ-7	ул.Введенского. д.7
Геодезическая высота, м	79.31	79.31	85.12	84.57	83.23	82.88	82.45	81.98	81.73	81.37	81.37	80.71	80.67	81.38	81.69
Полный напор в обр. тр-де, м	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3	104.3
Располагаемый напор, м	27	26.948	26.856	26.738	26.724	26.712	26.663	26.622	26.595	26.583	26.512	26.467	26.37	26.203	25.766
Длина участка, м	57.3	99.5	47	16	15	25	25	18	36	24	36.6	39	85	120.6	
Диаметр участка, м	0.154	0.154	0.125	0.154	0.154	0.125	0.125	0.125	0.154	0.1	0.1	0.1	0.1	0.075	
Потери напора в под. тр-де, м	0.051	0.089	0.116	0.013	0.012	0.047	0.04	0.026	0.012	0.069	0.043	0.095	0.161	0.416	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.001	0.002	0.003	0	0	0.001	0.001	0.001	0	0.002	0.001	0.003	0.005	0.021	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.319	0.319	0.323	0.21	0.21	0.282	0.261	0.247	0.135	0.302	0.278	0.278	0.245	0.33	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.041	-0.041	-0.049	-0.032	-0.032	-0.043	-0.041	-0.04	-0.022	-0.05	-0.048	-0.048	-0.046	-0.072	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.898	0.897	2.062	0.677	0.674	1.583	1.347	1.214	0.281	2.392	1.173	2.026	1.581	2.874	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.018	0.018	0.047	0.015	0.015	0.035	0.032	0.03	0.007	0.064	0.041	0.059	0.053	0.145	
Расход в под. тр-де, т/ч	20.87	20.87	13.89	13.75	13.72	12.17	11.22	10.65	8.85	8.33	7.66	7.66	6.77	5.12	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-2.68	-2.69	-2.12	-2.09	-2.09	-1.83	-1.75	-1.71	-1.43	-1.38	-1.33	-1.33	-1.26	-1.12	

Рисунок 61. Пьезометрический график от котельной №21 до абонента по адресу ул. Введенского д. 7 (контур ГВС)

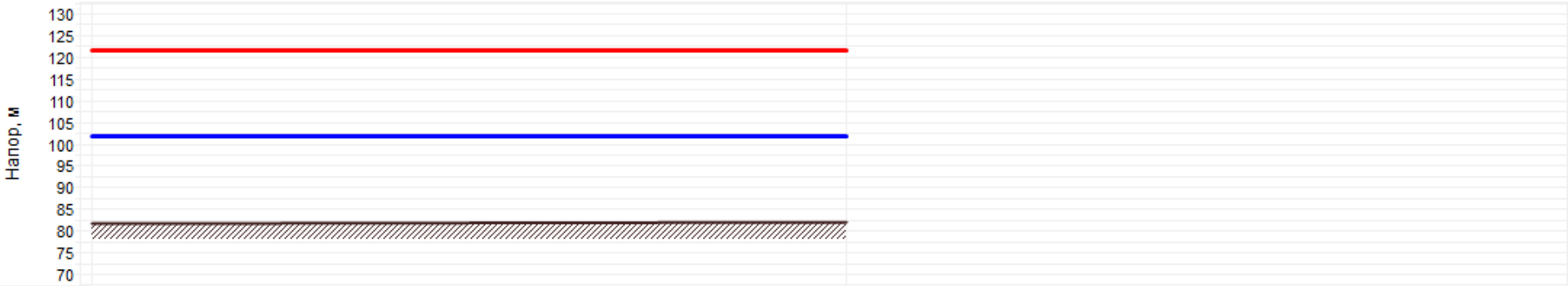


Наименование узла	Котельная №43	ТК-1	Р-1 (1)	Р-1	ТК-6	Р11	Р-2	ТК	ТК-3	Р5	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", д.Лампово ж/д
Геодезическая высота, м	98.11	96.35	96.25	96.15	96.35	96.13	95.87	95.93	95.1	94.18	94.01
Полный напор в обр. тр-де, м	120.1	125	126.2	127	127.7	127.9	128.1	128.1	128.3	128.4	128.4
Располагаемый напор, м	31	20.821	18.418	16.785	15.35	14.939	14.489	14.328	13.915	13.794	13.793
Длина участка, м	284	68	49	57	20	24	20	62	64	40	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.133	0.125	0.125	0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	5.272	1.244	0.846	0.744	0.213	0.233	0.084	0.215	0.064	0	
Потери напора в обр. тр-де, м	4.908	1.159	0.786	0.691	0.198	0.217	0.077	0.197	0.058	0	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.323	1.313	1.275	1.108	1	0.955	0.581	0.506	0.269	0.012	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.276	-1.267	-1.229	-1.068	-0.964	-0.921	-0.556	-0.485	-0.256	-0.011	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	15.469	15.249	14.389	10.878	8.863	8.095	3.51	2.891	0.831	0.002	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	14.4	14.199	13.374	10.105	8.244	7.536	3.223	2.652	0.754	0.002	
Расход в под. тр-де, т/ч	82.03	81.45	79.1	68.73	62	59.23	28.33	21.81	11.58	0.32	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-79.14	-78.58	-76.25	-66.23	-59.78	-57.14	-27.13	-20.88	-11.02	-0.31	

Рисунок 62. Пьезометрический график контура отопления от котельной №43 до Гатчинской КМБ

Наименование узла	Котельная №58	Красницкая 15
Геодезическая высота, м	81.54	81.95
Полный напор в обр. тр-де, м	101.5	101.6
Располагаемый напор, м	20	19.843
Длина участка, м	144.5	
Диаметр участка, м	0.089	
Потери напора в под. тр-де, м	0.079	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.078	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.166	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.165	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.496	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.491	
Расход в под. тр-де, т/ч	3.62	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-3.6	

Рисунок 63. Пьезометрический график контура отопления от котельной №58 до ул. Красницкая, 15



Наименование узла	Котельная №58	Красницкая 15
Геодезическая высота, м	81.54	81.95
Полный напор в обр. тр-де, м	101.5	101.5
Располагаемый напор, м	20	19.995
Длина участка, м	144.5	
Диаметр участка, м	0.057	
Потери напора в под. тр-де, м	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.029	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.002	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.033	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.001	
Расход в под. тр-де, т/ч	0.26	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-0.019	

Рисунок 64. Пьезометрический график контура ГВС от котельной №58 до ул. Красницкая, 15

4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года представлены в таблице 42, п. 4.1.

Согласно проведенным расчетам, при выходе из строя наиболее мощного котла и обеспечении тепловой нагрузки в размере 86%, на котельных №21 и №43 наблюдается дефицит тепловой энергии. При нормальной работе источника на всех котельных обеспечен резерв тепловой мощности до конца расчетного срока.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто при нормальной работе для каждого источника тепловой энергии Дружногорского городского поселения для наглядности представлены графически на рисунках ниже.

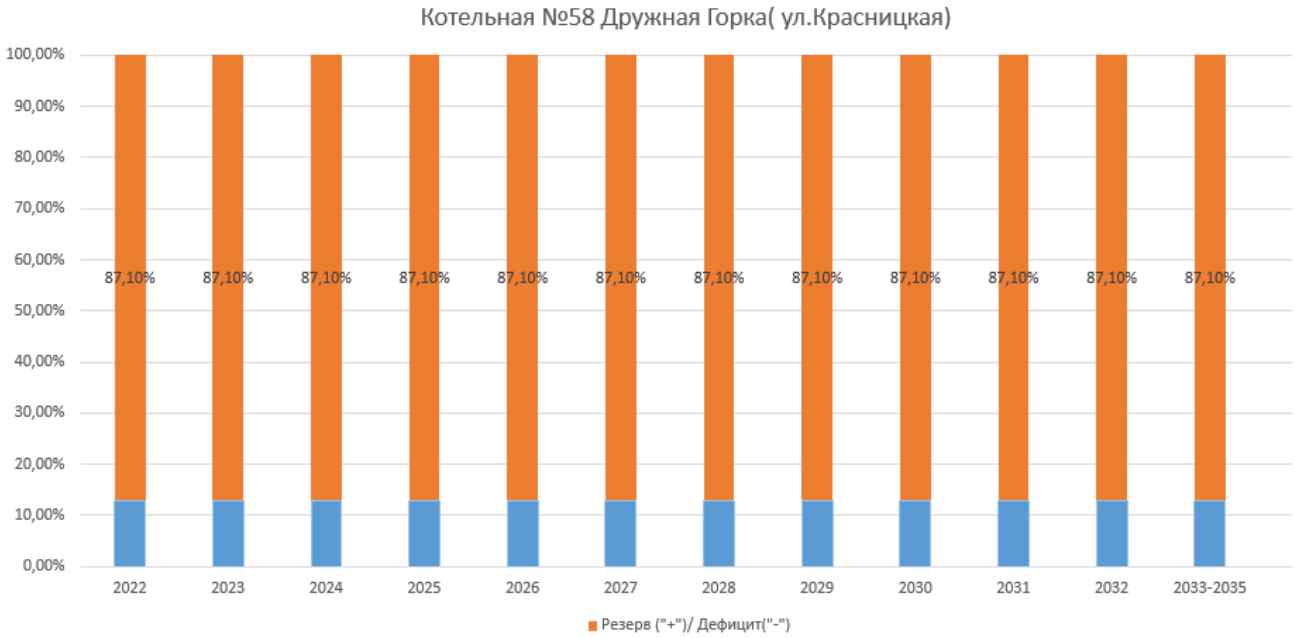


Рисунок 65. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №58 пос. Дружная Горка (ул. Красницкая), %

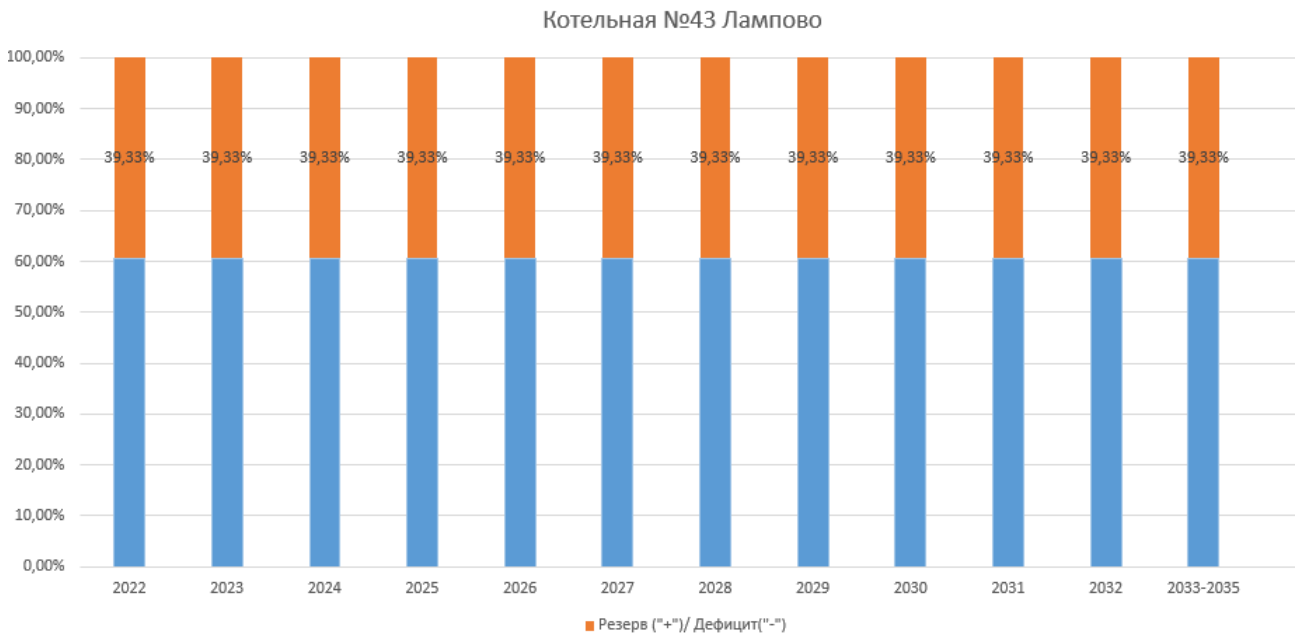


Рисунок 66. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №43 д. Лампово, %

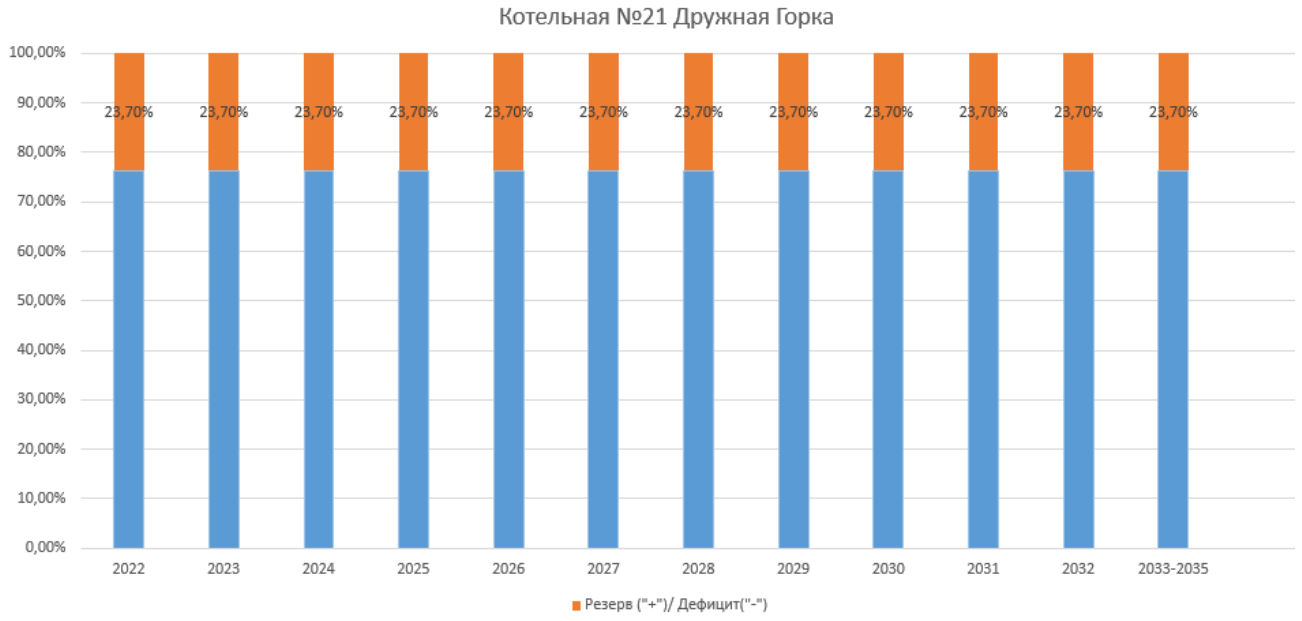


Рисунок 67. Резерв/дефицит тепловой мощности нетто котельной №21 пос. Дружная Горка, %

4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменение существующих и перспективных балансов выполнено на основании исходных сведений подключенной тепловой нагрузки потребителей, а также в связи с переносом перспективной тепловой нагрузки потребителей на более поздние периоды в связи с тем, что в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

планируемого ввода новых объектов не осуществлялось.

Резерв/дефицит систем теплоснабжения после проведения мероприятий по модернизации представлен в Главе 5 «Мастер план вариантов развития».

5. ГЛАВА 5. МАСТЕР ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения поселения

На данный период времени существует и рассматривается один вариант перспективного развития тепловых систем Дружногорского городского поселения. Сценарий предусматривает строительство и замену изношенного оборудования, элементов системы автоматики, ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе на котельных №58 п. Дружная Горка, №43 д. Лампово.

Для надежного и бесперебойного обеспечения тепловой энергией подключенного к котельной №21 в базовом году потребителя выделены участки тепловых сетей, на которых следует провести модернизацию с увеличением диаметра, и произведен расчет стоимости данного мероприятия.

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

– п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до д.№ 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);

– д. Лампово. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;

– п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100 % тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

Более подробно мероприятия, направленные на достижение значений нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и обеспечения нормативной надежности, отражены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Балансы тепловой мощности котельных, на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблице 43. Мероприятия, предлагаемые к реализации представлены в таблице 44.

Таблица 43. Баланс тепловой мощности и перспективной подключенной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения

Наименование источника	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2035
Котельная №21										
Установленная мощность	Гкал/час	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
то же в %	%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359	8,359
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,325	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285
то же в %	%	20,78%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,981	2,021	2,021	2,021	2,021	2,021	2,021	2,021	2,021
	%	23,70%	24,18%	24,18%	24,18%	24,18%	24,18%	24,18%	24,18%	24,18%
Котельная №43										
Установленная мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,138	0,138	0,138	0,138	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
то же в %	%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,162	4,162	4,162	4,162	4,257	4,257	4,257	4,257	4,257
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,434	0,434	0,434	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
то же в %	%	17,20%	17,20%	17,20%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,637	1,637	1,637	1,651	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
	%	39,33%	39,33%	39,33%	39,66%	41,00%	41,00%	41,00%	41,00%	41,00%
Котельная №58										
Установленная мощность	Гкал/час	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470	1,470
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,065	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
то же в %	%	4,45%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,405	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441	1,441
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,070	0,070	0,070	0,070	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
то же в %	%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,223	1,259	1,259	1,259	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291
	%	87,10%	87,42%	87,42%	87,42%	89,60%	89,60%	89,60%	89,60%	89,60%

Таблица 44. Стоимость и года реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения на территории Дружногорского ГП (тыс. руб., с НДС)

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2035
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6659,983					
Котельная №43. Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе.				28232,303		
Котельная №21. Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома №1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).	12759,276					
Котельная №43. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты.			3724,760			
Котельная №58. Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).				6988,410		
Модернизация участка тепловых сетей отопления протяженностью 282,36 м с увеличением диаметра с 100 мм до 150 мм на котельной №21	11067,298					
Модернизация участка тепловых сетей ГВС протяженностью 85 м с увеличением диаметра с 75 мм до 100 мм для на котельной №21	887,139					

5.2. Технико–экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Схемой теплоснабжения рассматривается единственный вариант перспективного развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения.

Стоимость реализации мероприятий, согласно представленному сценарию развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения, составляет 70,319 млн. руб.

Инвестиции в мероприятия подробно рассмотрены в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения – на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Схемой теплоснабжения рассматривается единственный вариант перспективного развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения.

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей представлен в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

5.4. Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В схему теплоснабжения внесены корректировки мероприятий по источникам теплоснабжения и тепловым сетям и скорректированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.

6. ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Принцип расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах отражен в разделе 7 Главы 1.

Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития, а также расчет дополнительной аварийной подпитки тепловых сетей на новых и реконструируемых котельных, выполнен согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003».

Производительность ВПУ котельных должна быть не меньше расчетного расхода воды на подпитку теплосети.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии представлена в пункте 1.7. Главы 1.

6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей и исполнением открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков представлен в таблице ниже.

Таблица 45. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя на нужды ГВС

Показатель	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2035
Котельная №21 пос. Дружная Горка							
Среднечасовой	т/ч	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Максимальный	т/ч	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34
Котельная №43 д. Лампово							
Среднечасовой	т/ч	3,56	3,56	0	0	0	0
Максимальный	т/ч	8,55	8,55	0	0	0	0
Котельная №53 пос. Дружная Горка							
Среднечасовой	т/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Максимальный	т/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22

6.3. Сведения о наличии баков–аккумуляторов

Данные о наличии и технических характеристиках баков–аккумуляторов отсутствуют.

6.4. Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Нормативный часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии представлен в таблице 46.

6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, представлены в таблице ниже.

Таблица 46. Балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2035
Котельная №21 пос. Дружная Горка										
Объем тепловой сети	м3	233,27	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87	233,87
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	4,67	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68
Котельная №43 д. Лампово										
Объем тепловой сети	м3	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98	61,98
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	3,56	3,56	0	0	0	0	0	0	0
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	18,72	18,72	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15	15,15
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Котельная №53 пос. Дружная Горка										
Объем тепловой сети	м3	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Водоразбор на нужды ГВС	м3/час	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Предельный часовой расход на заполнение	м3/час	10,00	10,00	10	10	10	10	10	10	10
Производительность водоподготовительных установок	м3/час	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,01	10,01	10,01
Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/час	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Изменения в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок связаны с приростом количества потребителей, подключенных к данному источнику тепловой энергии, что непосредственно отражается на нормативных утечках сетевой воды.

6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для зон действия источников тепловой энергии

Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя представлен в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей отопления, вентиляции, ГВС, кондиционирования и обеспечения технологических процессов производственных предприятий». При актуализации Схемы теплоснабжения в качестве базового периода принят 2022 г. Следовательно, перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, составляются на период 2022–2035 гг.

В ходе сопоставления нормативных и фактических потерь теплоносителя в существующих системах транспорта тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, было выявлено, что фактические потери теплоносителя в тепловых сетях не превышают нормативные потери теплоносителя, рассчитанные в соответствии с существующими характеристиками тепловых сетей.

Несмотря на несоответствие фактических и нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в существующих системах теплоснабжения может быть выполнен ряд организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям следует отнести составление планов и проведение энергетического аудита и энергетического обследования тепловых сетей на предмет выявления наибольших потерь теплоносителя в тепловых сетях.

Для снижения коммерческих потерь теплоносителя рекомендуется оснащение приборами учета потребителей тепловой энергии.

Для снижения потерь теплоносителя при транспортировке тепловой энергии потребителям рекомендуются следующие мероприятия:

- перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций;
- применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов;
- применение для наружных сетей ГВС трубопроводов с высокой коррозионной стойкостью (в т. ч. полимерных трубопроводов);
- использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей.

7. ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно–технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему

теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно–двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно–гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95 ºС и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют. В перспективе, строительство генерирующих объектов на территории Дружногорского городского поселения не планируется.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют. В перспективе, строительство генерирующих объектов на территории Дружногорского городского поселения не планируется.

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что приводит к значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки. Таким образом, строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии экономически не обосновано.

Ввиду большого профицита электрической мощности на территории Ленинградской области и высокой конкуренции на ОРЭМ, мероприятия, связанные со строительством новых ТЭЦ взамен существующих котельных, малоактуальны.

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют.

7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

В «Схеме и Программе развития электроэнергетики Ленинградской области на 2018–2022 годы», которая включает в себя анализ текущего состояния генерирующих мощностей и крупных потребителей, балансы производства и потребления тепловой и электрической энергии в границах муниципальных районов, а также прогноз изменения потребления и выработки тепловой и электрической энергии в границах

Ленинградской области отмечено, что в отношении муниципальных котельных целесообразным может быть только модернизация котельных в мини–ТЭЦ с целью покрытия собственных нужд источника, однако для этого необходимы паровые котлы относительно высокой мощности. В связи с этим наиболее востребованным решением на территории Ленинградской области становится строительство газовых блочно–модульных котельных.

Также следует отметить, что для развития централизованного теплоснабжения городского поселения использование новых источников когенерации неэффективно, ввиду малой мощности, низкой плотности и характера тепловой нагрузки.

По этой причине, схемой теплоснабжения городского поселения организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

В настоящее время источников, расположенных в непосредственной близости друг от друга на территории Дружногорского городского поселения, нет. Поэтому, увеличение зон теплоснабжения котельных путем включения зон действия существующих источников не предполагается.

7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Схемой теплоснабжения перевод существующих котельных в «пиковый» режим работы не предусмотрен.

7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют.

7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В настоящем проекте принят за основу сценарий, предусматривающий сохранение существующего состава источников теплоснабжения. Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии схемой теплоснабжения не предусмотрен.

7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года рассчитаны с учетом предлагаемых в Актуализации мероприятий, перспективные значения показателей приведены в таблице ниже.

Таблица 47. Технико–экономические показатели работы источников тепловой энергии Дружногорского ГП

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,065	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Собственные нужды в тепловой энергии	%	4,45%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Потери в тепловых сетях	%	38,65%	38,65%	38,65%	38,65%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%	25,80%
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	785,146	771,326	771,326	771,326	677,978	677,978	677,978	677,978	677,978	677,978	677,978	677,978	677,978
Собственные нужды источника	Гкал	17,273	3,454	3,454	3,454	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587	1,587
Отпуск источника в сеть	Гкал	767,873	767,873	767,873	767,873	676,391	676,391	676,391	676,391	676,391	676,391	676,391	676,391	676,391
Потери в тепловых сетях	Гкал	456,695	456,695	456,695	456,695	365,213	365,213	365,213	365,213	365,213	365,213	365,213	365,213	365,213
Полезный отпуск потребителям	Гкал	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178	311,178
В том числе:														
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211	278,211
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967	32,967

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Структура топливного баланса	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Уголь	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Уголь	кг у.т./Гкал	392,495	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890	195,890
Расход условного топлива	т у.т.	188,435	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045
Уголь	т у.т.	188,435	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кг у.т./Гкал	245,399	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512	34,512
Переводной коэффициент														
Уголь	т у.т./тонн	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650
Расход натурального топлива														
Уголь	тонн	289,900	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531
Котельная №43 Лампово														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,434	0,434	0,434	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Собственные нужды в тепловой энергии	%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Потери в тепловых сетях	%	17,20%	17,20%	17,20%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%	16,75%

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	9167,247	9167,247	9167,247	9123,014	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302	8942,302
Собственные нужды источника	Гкал	182,428	182,428	182,428	181,011	50,899	50,899	50,899	50,899	50,899	50,899	50,899	50,899	50,899
Отпуск источника в сеть	Гкал	8984,818	8984,818	8984,818	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002	8942,002
Потери в тепловых сетях	Гкал	2439,599	2439,599	2439,599	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783	2396,783
Полезный отпуск потребителям	Гкал	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219	6545,219
В том числе:														
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545	5203,545
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674	1341,674
Структура топливного баланса	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Природный газ	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	154,51	154,51	154,51	154,51	151	151	151	151	151	151	151	151	151
Расход условного топлива	т у.т.	1595,101	1595,101	1595,101	1588,266	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493
Природный газ	т у.т.	1595,101	1595,101	1595,101	1588,266	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	177,533	177,533	177,533	177,533	170,433	170,433	170,433	170,433	170,433	170,433	170,433	170,433	170,433
Переводной коэффициент														

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Природный газ	т у.т./тыс. м3	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146
Расход натурального топлива														
Природный газ	тыс. м3	1391,400	1391,400	1391,400	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922
Котельная №21 Дружная Горка														
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,325	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285	1,285
Собственные нужды в тепловой энергии	%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%	2,81%
Потери в тепловых сетях	%	20,78%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%	20,28%
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	18135	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858	18009,858
Собственные нужды источника	Гкал	406,224	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712	402,712
Отпуск источника в сеть	Гкал	17728,776	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145	17607,145
Потери в тепловых сетях	Гкал	1881,974	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343	1760,343
Полезный отпуск потребителям	Гкал	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802	15846,802
В том числе:														
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	Гкал	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511	13060,511

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	Гкал	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291	2786,291
Структура топливного баланса	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Природный газ	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926
Расход условного топлива	т у.т.	2919,735	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598
Природный газ	т у.т.	2919,735	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Природный газ	кг у.т./Гкал	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689	164,689
Переводной коэффициент														
Природный газ	т у.т./тыс. $м^3$	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146	1,146
Расход натурального топлива														
Природный газ	тыс. $м^3$	2546,873	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории Дружногорского городского поселения не предусмотрена.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах

Новые производства, планируемые к строительству в зонах действия существующих источников, могут быть обеспечены тепловой энергией в виде горячей воды.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

7.15. Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении»: от 27.07.2010 г.: «Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

С целью определения радиуса эффективного теплоснабжения были выявлены социальные технико-экономические расчеты, которые заключаются в сравнении дополнительных расходов на производство и передачу тепловой энергии,

появляющихся при подключении дополнительной тепловой нагрузки, и эффекта от дополнительного объема реализации тепловой энергии. Радиус эффективного теплоснабжения величина непостоянная. При увеличении подключаемой тепловой нагрузки расчетная эффективная зона действия источника тепловой энергии расширяется.

В методике расчета радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается три возможных вариантах.

В первом варианте радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки. А также позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен как в графическом виде, так и в виде номограмм для определения эффективности подключения.

Во втором варианте радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Рассматривая эффективный радиус теплоснабжения как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, необходимо учитывать, что радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Другими словами, в целом, радиус эффективного теплоснабжения определяется для источника, но величина его зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

В третьем варианте рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии. Данный вариант позволяет

определить более экономичный вариант подключения объекта для потребителя.

Для полноты обоснования потребителю в технологическом присоединении стоит так же учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта с построение пъезометрических графиков;

- превышение расхода сетевой воды от номинальной производительности сетевых насосов должно составлять не более 0,05%;

- превышение установленной мощности теплоисточника не допускается.

Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.

Применяется при расчетах для крупных районов застройки и позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен в графическом виде. Методика основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителя, затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления. Согласно данной методике:

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки. Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяется средний радиус теплоснабжения по системе.

Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки, км:

$$L_i = \sum (Q_{зд} \cdot L_{зд}) / Q_i \text{ , где} \qquad (1)$$

i - номер района застройки;

$L_{зд}$ - расстояние по трассе либо эквивалентное расстояние от каждого здания района до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ - присоединенная нагрузка здания, Гкал/ч;

Q_i - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \sum Q_{зд}$.

Средний радиус теплоснабжения по системе, км:

$$L_{ср} = \sum (Q_i \cdot L_i) / Q \text{, где} \quad (2)$$

Q - присоединенная нагрузка к источнику, Гкал/ч

2) На основе показателей средней себестоимости передачи тепла определяется коэффициент пропорциональности, характеризующий затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности. Задается условие, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всей системы, так как для каждого потребителя (района) затраты на транспорт тепла пропорциональны присоединенной нагрузке и расстоянию до источника. А индивидуальные особенности участков теплосети могут быть учтены через эквивалентные длины. Производится расчет затрат на транспорт тепла для района застройки.

Удельные затраты на транспорт тепла рассчитываются:

$$Z = \frac{C_{ср}}{(Q \cdot L_{ср})} \text{, где} \quad (3)$$

$C_{ср}$ - средняя себестоимость передачи тепла, тыс. руб.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя, тыс. руб./Гкал:

$$C_{ср.ч} = Z \cdot Q_i \cdot L_i, \quad (4)$$

3) Определяются годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал. Годовые затраты на транспорт тепла определяются на основе среднего тарифа на транспорт.

Годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя руб./год:

$$C_{год} = C_{ср.ч} \cdot Ч \text{, где} \quad (5)$$

$Ч$ - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Себестоимость транспорта 1 Гкал тепла, отпущенной от источника до потребителя:

$$C_{1Гал} = C_{год} / Q_{год} \text{, где} \quad (6)$$

$Q_{год}$ - годовая нагрузка здания.

4) Определяется разница между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет считаться оптимальным, если:

– годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;

– себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;

– себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

Радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как предельно возможная протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Величина радиуса зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потерине должны превышать 2 м.вод.ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Если потери превысят указанную величину,

необходимо будет держать завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

Определение длины производится по формулам расчета гидравлических потерь, представленным в справочнике В.И.Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

Потери давления на участке трубопровода, м.в.ст.:

$$\Delta P = P_{тр} + P_{м}, \tag{8}$$

где $P_{тр}$ – линейные потери давления, м.вод. ст.;

$P_{м}$ – потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.

Линейные потери давления, м.в.ст.:

$$P_{тр} = R \cdot l, \tag{9}$$

где R - удельные потери давления $кгс/м^2$;

l - длина теплотрассы.

$$R = \lambda \frac{\vartheta^2 \rho}{2gD_{в}} = 0{,}00638 \frac{G^2}{D_{в}^5 \rho}, \tag{10}$$

где ρ - плотность теплоносителя, кг/м^3;

λ - коэффициент гидравлического трения;

ϑ - скорость теплоносителя, м/с;

g - ускорение свободного падения, $м^2/с$;

$D_{в}$ - внутренний диаметр трубопровода, мм;

G –расход теплоносителя на рассчитываемом участке, т/ч;

Потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.:

$$P_{м} = \sum \xi \frac{\rho \vartheta^2}{2}, \tag{11}$$

где $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 4.15 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»).

Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Прандтля - Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}14 + 2\lg \frac{D_{в}}{K_{экв}})^2}, \tag{12}$$

где $K_{экв}$ - эквивалентная шероховатость, принимается для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей 0,5 мм

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов отличных от 0,5 мм, на величину удельных потерь давления вводится поправочный коэффициент β (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

$$\Delta P = \beta R l + P_м, м.вод.ст \Rightarrow l = \frac{\Delta P + P_м}{\beta R}, \text{ м} \quad (13)$$

2) Задаваясь температурным графиком работы теплосети (исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величину полезного отпуска тепла. В данном случае под полезным отпуском следует понимать потребление тепла объектом присоединения.

$$Q_{от}^{ч} = Gc(t_п - t_о), \quad (14)$$

где G - расход сетевой воды, т/ч;

$t_п$ - температура в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

$t_о$ - температура в обратном трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, КДж/кгК.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

$$Q_{от.м} = Q_{от}^{ч} \frac{t_{вн} - t_{нр.м}}{t_{вн} - t_{расч}} \tau, \quad (15)$$

где V - объем здания по наружному обмеру, $м^3$

$t_{вн}$ - температура внутри помещения, °С;

$t_{нр.м}$ - среднемесячная температура наружного воздуха, °С;

$t_{расч}$ - расчетная температура наружного воздуха, °С;

τ - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

$$Q_{год} = \sum Q_{от.м}, \quad (16)$$

3) Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды.

Расчет тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети производится по РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» /5/.

Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_н L\beta)\,, \qquad (17);$$

Для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{н.п} L\beta)\,, \qquad (18);$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}} = \sum (q_{н.о} L\beta)\,, \qquad (19),$$

где $q_н$, $q_{нп}$, $q_{но}$ - удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь или для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м×ч)];

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром $d_н$ в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами (принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки).

Удельные часовые тепловые потери, $q_н$, Вт/м [ккал/(м×ч)], определяются для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$q_н = q_н^{T1} + (q_н^{T2} - q_н^{T1}) \frac{\Delta t_{ср}^{ср.г} - \Delta t_{ср}^{T1}}{\Delta t_{ср}^{T2} - \Delta t_{ср}^{T1}}\,, \qquad (20)$$

где $q_н^{T1}$ и $q_н^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м×ч)] (таблица П1.1, П1.3,П1.4);

$\Delta t_{ср}^{ср.г}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{ср}^{T1}$ и $\Delta t_{ср}^{T2}$ - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{ср}^{ср.г}$, °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ср.г}} = \frac{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г}}{2} - t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}, \tag{21}$$

где $t_п^{ср.г}$ и $t_о^{ср.г}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{гр}^{ср.г}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;/3/.

Для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{\text{нп}}$, $q_{\text{но}}$, Вт/м [ккал/(м×ч)], по формулам:

$$q_{\text{нп}} = q_{нп}^{T1} + (q_{нп}^{T2} - q_{нп}^{T1})\frac{\Delta t_п^{ср.г} - \Delta t_п^{T1}}{\Delta t_п^{T2} - \Delta t_п^{T1}}, \tag{22}$$

$$q_{\text{но}} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1})\frac{\Delta t_о^{ср.г} - \Delta t_о^{T1}}{\Delta t_о^{T2} - \Delta t_о^{T1}}, \tag{23}$$

где $q_{нп}^{T1}$ и $q_{нп}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м×ч)], (таблица П1.2);

$q_{но}^{T1}$ и $q_{но}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем)

табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м (ккал/(м×ч)], (таблица П1.2);

$\Delta t_n^{ср.г}$ и $\Delta t_o^{ср.г}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

Δt_n^{T1} и Δt_n^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Δt_o^{T1} и Δt_o^{T2} - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_n^{ср.г}$ и обратного $\Delta t_o^{ср.г}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_n^{ср.г}$ и $t_o^{ср.г}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_в^{ср.г}$.

Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

В соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» определяется величина утечки /5/. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды $Q_{ут}^г$, [Гдж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ут}^г = aV^{ср.г} c\rho^{ср.г} \left(\frac{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г}}{2} - t_х^{ср.г}\right) \cdot n_{год} \cdot 10^{-6}, \qquad (24)$$

где а - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды м^3/(ч×м^3); устанавливается ПТЭ не более 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления (0,0025 м^3/(ч×м^3);

$V^{ср.г}$ - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления, м^3;

с - удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж / (кг×°С) или 1 ккал / (кг×°С);

$\rho^{ср.г}$ - среднегодовая плотность воды, кг/м^3; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_п^{ср.г}$ и $t_о^{ср.г}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; принимается в соответствии с п. 3.1.10;

$t_х^{ср.г}$ - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой, сети, °С;

$n_{год}$ - продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплопотребления $V^{ср.г}$, м^3, определяется по формуле:

$$V^{ср.г} = \frac{V_{от} n_{от} + V_л n_л}{n_{от} + n_л} = \frac{V_{от} n_{от} + V_л n_л}{n_{год}}, \qquad (25)$$

где $V_{от}$ и $V_л$ - объем воды в тепловой сети и системах теплопотребления соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м^3;

$n_{от}$ и $n_л$ - продолжительность работы тепловой сети соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, ч.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети $t_х^{ср.г}$, °С, определяется по формуле:

$$t_х^{ср.г} = \frac{t_х^{от} n_{от} - t_х^{л} n_л}{n_{от} + n_л}, \qquad (26)$$

где $t_х^{от}$ и $t_х^{л}$ - значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°С), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается $t_х^{от}$ = 5°С, $t_х^{л}$ = 15°С.

4) Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

Выручка от реализации тепловой энергии, тыс. руб./год:

$$B = Q_{\text{год}} \cdot T / 1000, \quad (27)$$

где $Q_{\text{год}}$ - годовая нагрузка отопления здания.

Затраты с тепловыми потерями, тыс. руб./год:

$$З_{пот} = Q_{норм}^{ср.г} \cdot T / 1000, \quad (28)$$

где Т – тариф за тепловую энергию, определяется на основе Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

5) Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину i-го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства НСЦ 81-02-11-2012 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей /7/.

Затраты на строительство i-го участка тепловой сети тыс. руб.:

$$З_i = З \cdot L_{уч}^i / 1000, \quad (29)$$

где $З$ - затраты определенные с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства, тыс. руб. (включают строительство тепловой сети от точки присоединения до потребителя, реконструкцию тепловых сетей, строительство тепловых пунктов, строительство ПНС);

$L_{\text{уч}}^i$ - длина i-го участка тепловой сети, м.

Приведенные затраты на строительство на 10 лет, тыс. руб./год:

$$З_{прив} = З_i / 10, \quad (30)$$

6) Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i-го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

Эксплуатационные затраты для определенного диаметра, тыс. руб.:

$$Э_d = Э_{общ} \cdot \alpha , \quad (31)$$

где $Э_{общ}$ - общие эксплуатационные затраты (определялись из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей), тыс. руб.;

α - доля теплотрассы определенного диаметра (определяется из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении);

В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для i-го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра, тыс. руб.:

$$Э_{уч} = \frac{L^i_{уч}}{\sum L_{уч} Э_d} , \quad (32)$$

где $L^i_{уч}$ - длина i-го участка тепловой сети, м;

$\sum L_{уч}$ - сумма длин всех участков, м.

7) Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, тыс. руб., определяются по формуле:

$$З = З_{пот} + З_{прив} + Э_{уч} , \quad (33)$$

Далее определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии, %:

$$\varphi = \frac{З}{В}, \qquad (34)$$

Исходя из условия φ=100%, определяется предельно допустимая длина теплотрассы.

Дальнейшее применение расчета таково: если φ меньше, либо равно 100 %, то присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника целесообразно, а значит, возможно. При значениях φ>100% подключение объекта с заданной тепловой нагрузкой будет вызывать перераспределение издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов, следовательно, подключение данного объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника нецелесообразно и должно быть запрещено.

Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме.

Рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии, что позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта от потребителя.

Данный вариант рассматривается исходя из условия подключения объекта с расчетной тепловой нагрузкой отопления, не превышающей 0,1 Гкал/ч.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению, является тот факт, что совокупные затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки. А также в случае невыполнения данного условия для более обоснованного отказа потребителю необходимо произвести расчет срока окупаемости котельного агрегата. В соответствии с данными условиями, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Определяется расчетная часовая тепловая нагрузка отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

В соответствии с МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой

энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» при отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{ор} = \alpha V q_o (t_н - t_{вн})(1 + K_{ир})10^{-3}, \quad (35)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления $t_н$ в местности, где расположено рассматриваемое здание, при которой определено соответствующее значение q_o;

V - объем здания по наружному обмеру, м3;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м3°С);

$K_{ир}$ - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации $K_{ир}$ определяется по формуле

$$K_{ир} = 10^{-2}\sqrt{2gL\frac{273 + t_н}{273 + t_в} + \omega_р^2}, \quad (36)$$

где g - ускорение свободного падения, м/с^2;

L - свободная высота здания, м;

$\omega_р$ - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 2.04 05-91.

2) Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации. Определяем удельный расход условного топлива и расход условного топлива в базовом году. Переводим величину расхода условного топлива в натуральное выражение;

Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году $b_т$, кг у.т./Гкал:

$$b_т = \frac{143}{\eta_{ка}} \quad (37)$$

$\eta_{ка}$ - КПД котельного агрегата;

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году $B_m^у$, кг у.т.:

$$B_m^у = b_т \cdot Q_{ор} \tag{38}$$

$Q_{ор}^г$ - годовая нагрузка на отопление, Гкал

Перевод величины расхода условного топлива в натуральное выражение, т.н.т:

$$B = B_m^у (7000/3400) \tag{39}$$

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ;

Годовые затраты на топливо, тыс. руб.:

$$З_{топл} = B_m^н \cdot Ц\ , \tag{40}$$

где Ц – цена за тонну натурального топлива, тыс. руб.

Затраты при годовом потреблении от ТЭЦ:

$$З_{ТЭЦ} = Q_{ор}^г \cdot T\ , \tag{41}$$

где Т – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал.

4) Определяем экономию между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Срок окупаемости рассчитываем, как отношение стоимость котельного агрегата с учетом установки, к экономии между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются аналогично первому варианту для определенного диаметра;

Экономия между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо, тыс. руб.:

$$Э = З_{ТЭЦ} - З_{топл} \tag{42}$$

Срок окупаемости установки котельного агрегата:

$$T = \frac{C}{Э}, \tag{43}$$

где С – стоимость котельного агрегата с учетом установки, тыс. руб.;

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются

по формуле 33.

Радиус эффективного теплоснабжения будет обуславливаться условием, что стоимость котельного агрегата с учетом установки будет равна совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Т. е. максимально допустимая длина трассы для определенного диаметра, будет достигаться при выполнении равенства затрат на котельный агрегат и затрат на строительство трассы. Если фактическая длина трассы больше предельно допустимой, то соответственно затраты на строительство трассы будут превышать затраты на котельный агрегат и строительство трассы до потребителя будет более неэкономичным вариантом. Так же при невысоких сроках окупаемости котельного агрегата подключение объекта к децентрализованному теплоснабжению будет более обоснованным вариантом.

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии.

7.16. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

На всех источниках теплоснабжения Дружногорского городского поселения имеется резерв тепловой мощности нетто. На перспективу резерв тепловой мощности сохранится.

7.17. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют.

7.18. Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке

Перспективные режимы загрузки источников тепловой энергии по присоединенной нагрузке представлены в разделе в разделе 7.12.

7.19. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива представлены в Главе 10 «Перспективные топливные балансы».

7.20. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии

Внесены корректировки по мероприятиям на источниках тепловой энергии. Ранее предложения отсутствовали.

8. ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) И МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, на расчетный срок не предусматриваются в связи с отсутствием на территории Дружногорского городского поселения зон с дефицитом тепловой мощности.

8.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах настоящей актуализацией Схемы теплоснабжениями не предполагается.

8.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Согласно выполненному анализу существующего состояния систем транспорта теплоносителя и мест расположения действующих источников тепловой энергии, а также их резервов, строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от разных источников тепловой энергии (при сохранении надёжности теплоснабжения) на территории Дружногорского городского поселения невозможно.

8.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода котельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы.

8.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

После подключения к централизованной системе теплоснабжения котельной №21 пос. Дружная Горка жилого дома по адресу ул. Введенского д. 7. потребуется реконструкция участков тепловых сетей (рисунок 68 и 69) протяженностью 282,36 м и 85 м с увеличением диаметра тепловых сетей (таблица 48).

Для тепловых сетей других котельных, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, перекладка сетей с изменением диаметров в период до 2035 года не предусматривается.

Таблица 48. Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов

№ п/п	Описание мероприятия	Основные технические характеристики				Год реализации
		Наименование показателя	Ед. изм.	До реализации мероприятия	После реализации мероприятия	
1	Реконструкция участка тепловых сетей (контур отопления)	Диаметр Dy Протяженность 2-х тр.	мм м	100 282,36	150 282,36	2023
2	Реконструкция участка тепловых сетей (контур ГВС)	Диаметр Dy Протяженность	мм м	75 85	100 85	2023

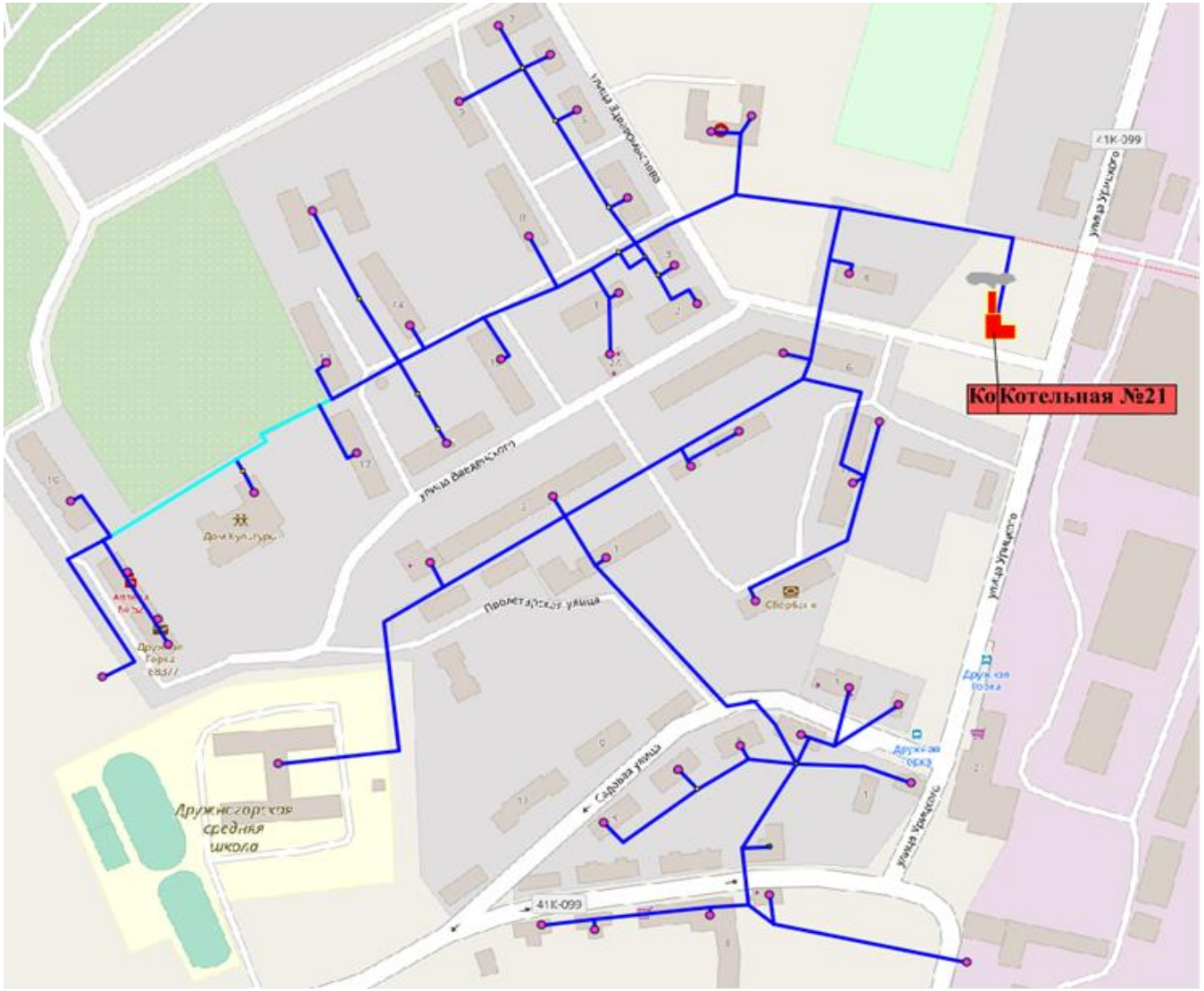


Рисунок 68. Реконструкция участков тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка с увеличением диаметра трубопроводов (контур отопления)

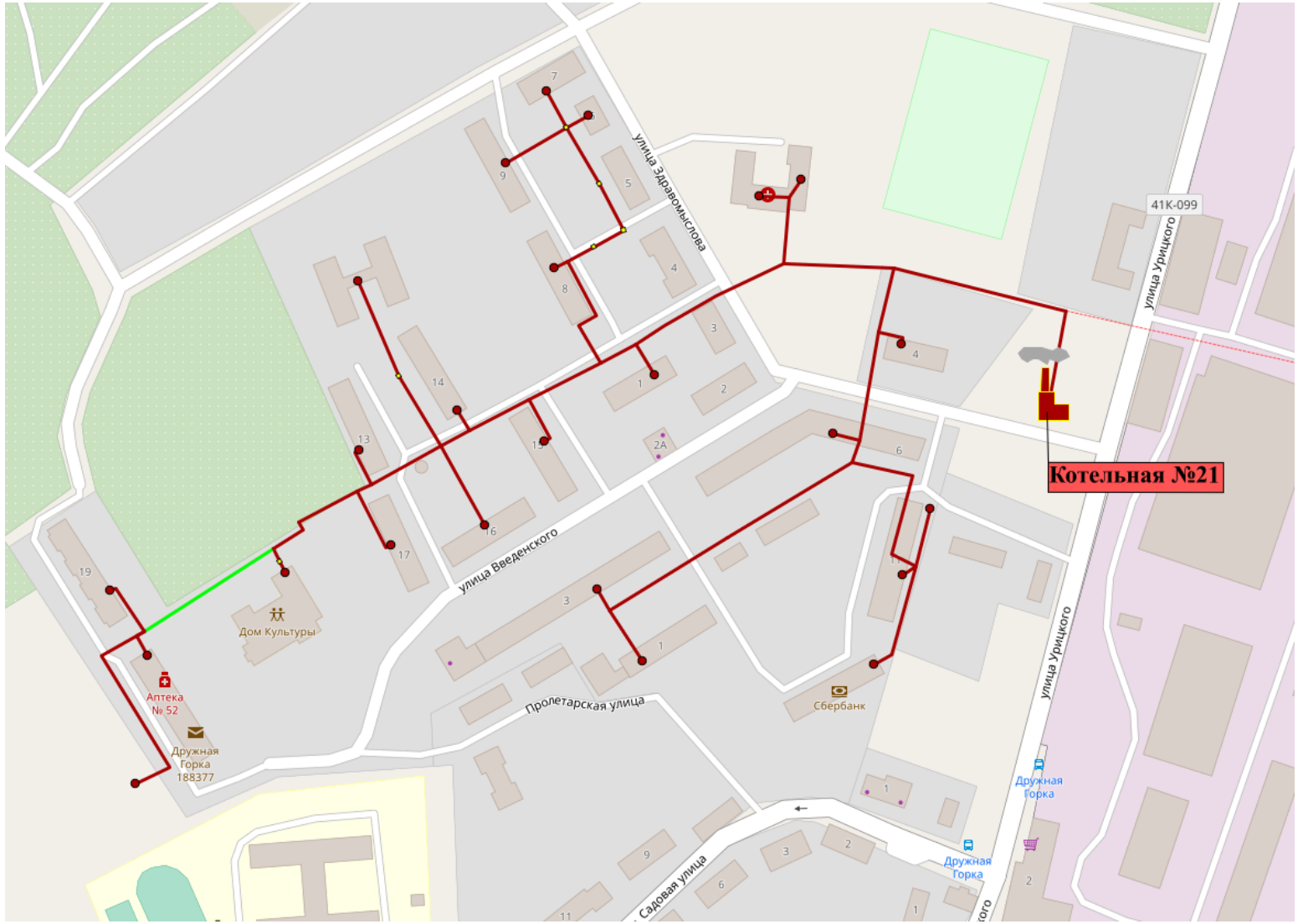


Рисунок 69. Реконструкция участков тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка с увеличением диаметра трубопроводов (контур ГВС)

8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

– п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);

– д. Лампово (сети котельной №43). Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;

– п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Анализ рельефа местности поселения, показал, что перепады высот в зонах действия котельных незначительны и сетевых насосов, установленных на котельных достаточно для обеспечения требуемого располагаемого напора у потребителей. Таким образом, строительство новых насосных станций на территории Дружногорского городского поселения не требуется.

8.9. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

Скорректированы мероприятия по модернизации участков тепловых сетей, в т. ч. срок их предполагаемой реализации.

9. ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Технико–экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. статьи 20 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

В соответствии с ФЗ №438 от 30.12.2021 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» допускается использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путём отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения. При этом все перспективные потребители городского поселения будут подключены к централизованной системе теплоснабжения по закрытой схеме.

Мероприятия по переводу открытых систем теплоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения на территории Дружногорского городского поселения не требуются, так как за отчетный период 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

9.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003»:

Регулирование отпуска теплоты предусматривается: центральное – на источнике теплоты, групповое – в ЦТП, индивидуальное в ИТП и АУУ.

Основным критерием регулирования является поддержание температурного и гидравлического режима у потребителя тепла.

На источнике тепла следует предусматривать следующие способы регулирования:

- количественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника теплоты;
- качественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты;
- центральное качественно–количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения – путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать, для открытых и закрытых систем теплоснабжения, температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно–количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления.

Для раздельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам допускается предусматривать разные графики температур теплоносителя.

При теплоснабжении от центральных тепловых пунктов зданий общественного и производственного назначения, для которых возможно снижение температуры воздуха в ночное и нерабочее время, следует предусматривать автоматическое регулирование температуры или расхода теплоносителя.

9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

Реконструкция тепловых сетей не требуется.

9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

Потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения в закрытую на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют, так как за отчетный период 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения

9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Качество горячего водоснабжения регламентируется разделом II Приложения 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 6.05.2011 г. № 354 (ред. от 27.03.2018 г., с изм. от 10.07.2018 г.) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»). Пунктом 5, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496–09): при эксплуатации СЦГВ температура воды в местах водоразбора не должна быть ниже + 60°С, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5°С; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3°С.

Пунктом 6, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия состава и свойств горячей воды требованиям в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496–09): отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.

Пунктом 7, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия давления в системе горячего водоснабжения в точке разбора – от 0,03 МПа (0,3 кгс/кв. см) до 0,45 МПа (4,5 кгс/кв.): отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В соответствии с требованиями приказа Министерства строительства и жилищно–коммунального хозяйства Российской Федерации от 4.04.2014 №162/пр «Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» показателями качества горячей воды являются: доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды; доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения протоколы исследования горячей воды не предоставлены, долю проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям, определить невозможно.

Целевой показатель потерь воды определяется исходя из данных регулируемой организации об отпуске тепловой энергии и устанавливается в процентном соотношении к фактическим показателям деятельности регулируемой организации на начало периода регулирования.

Фактические потери тепловой энергии за базовый год составили:

- котельная №21 – 1882 Гкал или 10,62 %;
- котельная №43 – 2439,6 Гкал или 27,15 %;
- котельная №58 – 456,7 Гкал или 59,48 %.

Перспективные потери тепловой энергии на 2035 будут составлять:

- котельная №21 –1760,343 Гкал или 10 %;
- котельная №43 –2396,783 Гкал или 26,8 %;

- котельная №58 – 365,213 Гкал или 53,99 %

9.6. Предложения по источникам инвестиций

Потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения в открытую на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют, так как за отчетный период 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

10. ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

10.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения

В качестве основного топлива на котельных №21 и №43 используется природный газ. На котельной №58 основным топливом является уголь.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего и летнего периодов для котельных на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблице ниже.

Таблица 49. Топливный баланс Дружногорского городского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)														
Нагрузка источника	Гкал/ч	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	392,495	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89	195,89
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	43,567	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744	21,744
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	1,962	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979	0,979
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	21,035	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498	10,498
Максимальный часовой расход натурального топлива	т/час	0,067	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	т/час	0,003	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	т/час	0,032	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Годовой расход условного топлива	т у.т.	188,435	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045	77,045

Наименование показателя	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Годовой расход натурального топлива	тонн/год	289,900	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531	118,531
Котельная №43 Лампово														
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091	2,091
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913	1,913
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,51	154,51	154,51	154,51	151,00	151,00	151,00	151,00	151,00	151,00	151,00	151,00	151,00
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	323,067	323,067	323,067	323,067	315,728	315,728	315,728	315,728	315,728	315,728	315,728	315,728	315,728
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	27,515	27,515	27,515	27,515	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	160,641	160,641	160,641	160,641	156,991	156,991	156,991	156,991	156,991	156,991	156,991	156,991	156,991
Максимальный часовой расход натурального топлива	$м^3$/час	281,810	281,810	281,810	281,810	275,408	275,408	275,408	275,408	275,408	275,408	275,408	275,408	275,408
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	$м^3$/час	24,001	24,001	24,001	24,001	23,456	23,456	23,456	23,456	23,456	23,456	23,456	23,456	23,456
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	$м^3$/час	140,126	140,126	140,126	140,126	136,943	136,943	136,943	136,943	136,943	136,943	136,943	136,943	136,943
Годовой расход условного топлива	т у.т.	1595,101	1595,101	1595,101	1588,266	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493	1532,493

Наименование показателя	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Годовой расход натурального топлива	тыс. $м^3$/год	1391,4	1391,4	1391,4	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922	1385,922
Котельная №21 Дружная Горка														
Нагрузка источника	Гкал/ч	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052	5,052
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691	4,691
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361	0,361
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926	152,926
Максимальный часовой расход топлива	кг у.т./ч	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582	772,582
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206	55,206
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335	378,335
Максимальный часовой расход натурального топлива	$м^3$/час	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920	673,920
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	$м^3$/час	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156	48,156
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	$м^3$/час	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020	330,020
Годовой расход условного топлива	т у.т.	2919,735	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598	2900,598

Наименование показателя	Ед. измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2035
Годовой расход натурального топлива	тыс. $м^3$/год	2546,873	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063	2531,063

Динамика потребления условного топлива источниками тепловой энергии Дружногорского городского поселения представлена на рисунке ниже.

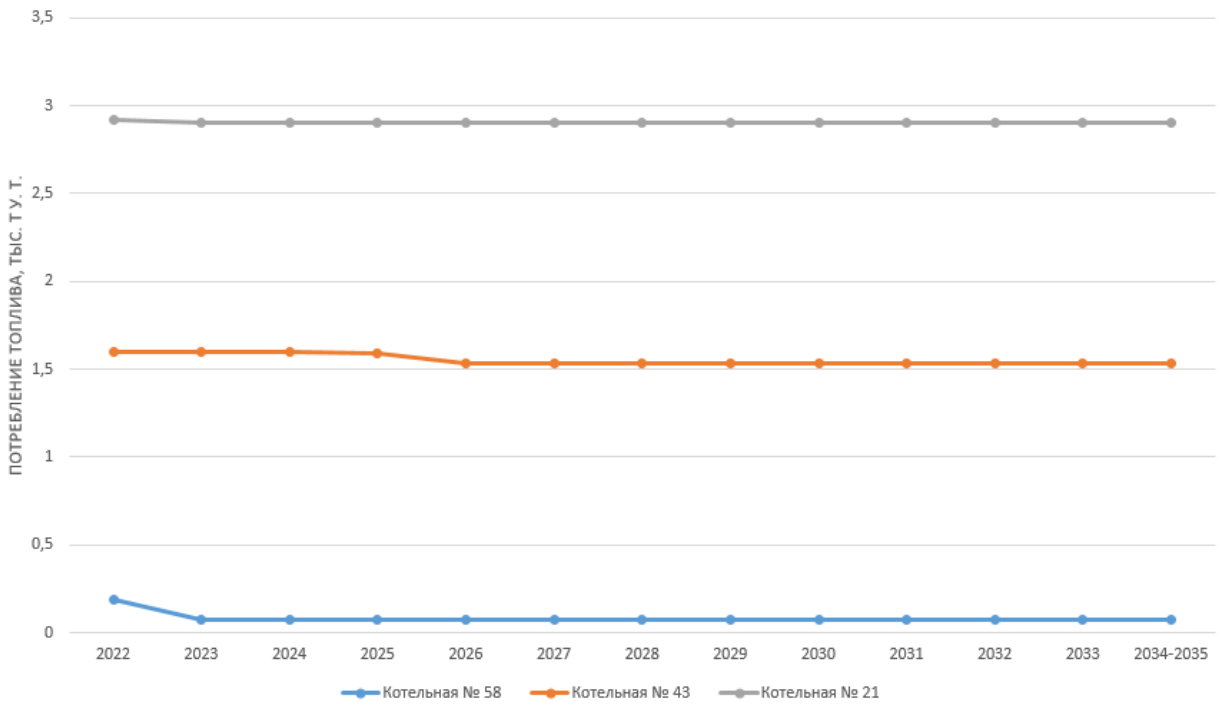


Рисунок 70. Динамика потребления условного топлива источниками тепловой энергии Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2035 года

10.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

На котельной №58 п. Дружная Горка, ул. Красницкая должен создаваться норматив запаса угля. Информация о величине нормативных запасов топлива представлено в таблице ниже.

Таблица 50. Величина нормативных запасов топлива котельной №58, тыс. т

№ п/п	Котельная	Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ)	В том числе	
				неснижаемый запас (ННЗТ)	эксплуатационный запас (НЭЗТ)
1	Котельная № 58 п. Дружная Горка, Красницкая	Уголь	0,049	0,007	0,042

10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основным видом топлива, потребляемым на котельных №21 и №43 Дружногорского городского поселения, является природный газ, теплотворной способностью 8024,8 ккал/кг. Резервное топливо на котельных отсутствует.

На котельной №58 в качестве основного топлива используется каменный уголь с теплотворной способностью 4550 ккал/кг.

На территории Дружногорского городского поселения возобновляемые источники энергии не используются.

10.4. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543–2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На котельных №21 и №43 используется природный газ с калорийностью 8024,8 ккал/кг. На котельной №58 в качестве основного топлива используется уголь с калорийностью 4550 ккал/кг.

10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории Дружногорского городского поселения преобладающим видом топлива является природный газ.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

На территории Дружногорского городского поселения приоритетным направлением развития топливного баланса является перевод котельной №58 на газообразное топливо, что повлечет за собой снижение объемов необходимого топлива.

10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

Раздел топливных балансов скорректирован ввиду корректировки мероприятий по развитию систем теплоснабжения, а также тепловых нагрузок потребителей.

11. ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно–монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из–за хроническое недофинансирование работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Расчетная электронная модель системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения выполнена в ГИС Zulu 8.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб). С помощью данной модели выполнены расчеты надежности системы централизованного теплоснабжения, сведения по которым представлены в таблице ниже.

Таблица 51. Показатели надежности системы теплоснабжения

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
Котельная №21										
УТ-36/1	Ленина 3	17,00	0,05	0,05	6,2369530	0,1603350	0,0000114	0,0000002	0,1205039	0,0000010
УТ23	УТ24	0,20	0,07	0,07	5,3714060	0,1861710	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000000
УТ-36/1	УТ 36	33,86	0,10	0,10	6,6655080	0,1500260	0,0000114	0,0000004	0,0264398	0,0000026
УТ-7	Перспектива	120,16	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000014	0,0000000	0,0000090
УТ-19	ТК-1.1	14,00	0,09	0,09	6,2369530	0,1603350	0,0000114	0,0000002	0,1205039	0,0000010
ТК-1.2	ул.Введенского. д.2	30,00	0,06	0,06	4,8597840	0,2057700	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000017
УТ-18	УТ-10	55,00	0,08	0,08	5,6603840	0,1766660	0,0000114	0,0000006	0,0000000	0,0000035
У1	УТ-1	99,65	0,31	0,31	17,5655180	0,0569300	0,0000114	0,0000011	0,9999288	0,0000199
	У1	57,69	0,31	0,31	17,5655180	0,0569300	0,0000114	0,0000007	0,9999288	0,0000115
УТ-1а	ул.Введенского. д.4	24,00	0,05	0,05	4,5797780	0,2183510	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000013
УТ-2	УТ-19	97,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000011	0,5339471	0,0000128
УТ-3а	ул. Здравомыслова, д.8	27,20	0,10	0,10	6,7417150	0,1483300	0,0000114	0,0000003	0,0330996	0,0000021
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.9	48,00	0,06	0,06	4,8434230	0,2064660	0,0000114	0,0000005	0,0000000	0,0000026
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.7	30,00	0,06	0,06	4,8434230	0,2064660	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000017
УТ-5а	ул.Введенского. д.17	26,00	0,05	0,05	4,5794770	0,2183660	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000014
УТ-5а	У17	8,50	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000001	0,1547984	0,0000006
У17	УТ-5	36,86	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000004	0,1202300	0,0000028
У17	ул.Введенского. д.13	38,42	0,05	0,05	4,5776100	0,2184550	0,0000114	0,0000004	0,0000000	0,0000020
УТ-5	УТ-6	77,00	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000009	0,1202300	0,0000058
УТ-7	ул.Введенского. д.19	30,00	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000003	0,0450122	0,0000023
УТ-7	УТ23	50,00	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000006	0,0389658	0,0000038
УТ33	ул. Садовая, д.8	1,00	0,05	0,05	4,5832350	0,2181860	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ32	ул. Садовая, д.6	1,00	0,05	0,05	4,5832350	0,2181860	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
УТ31	ул. Урицкого, д.16	1,00	0,05	0,05	4,5802290	0,2183300	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ30	ул. Садовая, д.2	1,00	0,05	0,05	4,5832350	0,2181860	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ29	Админ. Дружногорского г.п.	1,00	0,05	0,05	4,5832350	0,2181860	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ32	УТ33	15,00	0,07	0,07	5,3531300	0,1868070	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ29	УТ32	15,00	0,07	0,08	5,3531300	0,1868070	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ30	УТ31	15,00	0,07	0,07	5,3531300	0,1868070	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ 34	УТ30	15,00	0,07	0,07	5,3531300	0,1868070	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ33	ул. Ленина, д.14	37,80	0,05	0,05	4,5672860	0,2189480	0,0000114	0,0000004	0,0000000	0,0000020
УТ 37	Баня	118,00	0,05	0,05	4,5630920	0,2191500	0,0000114	0,0000013	0,0000000	0,0000061
УТ 36	УТ 37	24,00	0,07	0,07	5,3664050	0,1863440	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000015
УТ 35	ИП Бакулов С.Н	1,00	0,05	0,05	4,5672860	0,2189480	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ 36	УТ 35	25,00	0,05	0,05	4,5672860	0,2189480	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000013
УТ 35	УТ33	42,30	0,05	0,05	4,5672860	0,2189480	0,0000114	0,0000005	0,0000000	0,0000022
УТ33	ул. Ленина, д.10	1,00	0,05	0,05	4,5672860	0,2189480	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ 34	ул. Урицкого, д.3	33,00	0,05	0,05	4,5784250	0,2184160	0,0000114	0,0000004	0,0000000	0,0000017
УТ 34	УТ29	24,00	0,07	0,07	5,3531300	0,1868070	0,0000114	0,0000003	0,0000000	0,0000015
ТК-1.2	ул. Здравомыслова, д.3	10,00	0,05	0,05	4,5020790	0,2221200	0,0000114	0,0000001	0,0000000	0,0000005
УТ-35	ул. Пролетарская, д.1	1,00	0,07	0,07	5,3714940	0,1861680	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ-8б	ул.Введенского. д.6	140,00	0,21	0,21	11,9871360	0,0834230	0,0000114	0,0000016	0,0849650	0,0000191
УТ22	ул.Введенского. д.1	1,00	0,06	0,06	4,8633020	0,2056220	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ-10	УТ 25	100,00	0,15	0,15	8,9713640	0,1114660	0,0000114	0,0000011	0,0597726	0,0000102
УТ 25	МБОУ	230,00	0,15	0,15	8,9713640	0,1114660	0,0000114	0,0000026	0,0558545	0,0000235
УТ23	ул.Введенского. д.18	1,00	0,07	0,07	5,3714060	0,1861710	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ24	Гатчинский почтамт	1,00	0,05	0,05	4,5832350	0,2181860	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ-10	УТ-11	45,00	0,06	0,06	4,8434230	0,2064660	0,0000114	0,0000005	0,0000000	0,0000025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.6	10,00	0,05	0,05	4,5020790	0,2221200	0,0000114	0,0000001	0,0000000	0,0000005
УТ-3а	УТ-4а	50,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000006	0,3693581	0,0000066
УТ-4а	ул.Введенского. д.15	75,00	0,05	0,05	4,5721110	0,2187170	0,0000114	0,0000009	0,0000000	0,0000039
УТ-4а	УТ-4	50,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000006	0,3326387	0,0000066
УТ-4	ул.Введенского. д.14	75,00	0,10	0,10	6,7252070	0,1486940	0,0000114	0,0000009	0,0345511	0,0000057
УТ-12	МДОУ	120,00	0,07	0,07	5,3451650	0,1870850	0,0000114	0,0000014	0,0000000	0,0000073
УТ-4в	УТ-12	60,00	0,10	0,10	6,6944700	0,1493770	0,0000114	0,0000007	0,0000000	0,0000046
УТ-4	УТ-4в	35,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000004	0,2980875	0,0000046
УТ-4в	УТ-4	10,00	0,10	0,10	6,6944700	0,1493770	0,0000114	0,0000001	0,0366062	0,0000008
УТ-4в	УТ-5а	73,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000008	0,2404868	0,0000097
УТ 25	ИП Дмитриева М.А.	0,20	0,07	0,07	5,3716710	0,1861620	0,0000114	0,0000000	0,0039181	0,0000000
УТ-13	ул.Введенского. д.16	25,00	0,10	0,10	6,6944700	0,1493770	0,0000114	0,0000003	0,0366062	0,0000019
УТ-4	УТ-13	69,00	0,10	0,10	6,6944700	0,1493770	0,0000114	0,0000008	0,0366062	0,0000053
УТ-6	Админ. Дружногор.г.п. ДК	40,00	0,07	0,07	5,3535730	0,1867910	0,0000114	0,0000005	0,0362520	0,0000024
УТ-6	УТ-6	42,00	0,07	0,07	5,3535730	0,1867910	0,0000114	0,0000005	0,0362520	0,0000026
УТ-6	УТ-7	160,00	0,10	0,10	6,5844670	0,1518730	0,0000114	0,0000018	0,0839780	0,0000120
УТ-19	УТ-3б	41,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000005	0,4134432	0,0000054
УТ-10	ул. Здравомыслова, д.5	16,00	0,06	0,06	4,8434230	0,2064660	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ-3б	УТ22	15,00	0,06	0,06	4,8633020	0,2056220	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000008
УТ-3б	УТ-3а	30,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000003	0,4024576	0,0000040
УТ22	ИП	10,00	0,06	0,06	4,8633020	0,2056220	0,0000114	0,0000001	0,0000000	0,0000006
УТ-1	УТ-1а	100,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000011	0,4496132	0,0000132
УТ-1	УТ-2	103,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000012	0,5503155	0,0000136
УТ-2	УТ21	54,00	0,05	0,05	4,5752680	0,2185660	0,0000114	0,0000006	0,0000000	0,0000028
УТ-18	ул. Здравомыслова, д.4	10,00	0,06	0,06	4,8661170	0,2055030	0,0000114	0,0000001	0,0000000	0,0000006

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
ТК-1.1	УТ-18	30,00	0,09	0,09	6,2369530	0,1603350	0,0000114	0,0000003	0,0931172	0,0000021
ТК-1.1	ТК-1.2	16,00	0,06	0,06	4,8597840	0,2057700	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ21	МБУ	0,20	0,07	0,07	5,3714500	0,1861690	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000000
УТ-1а	УТ-8б	126,00	0,21	0,21	11,6198510	0,0860600	0,0000114	0,0000014	0,4327135	0,0000167
УТ-8б	УТ-8	37,00	0,13	0,13	7,9130310	0,1263740	0,0000114	0,0000004	0,3406728	0,0000033
УТ-9а	УТ-10	108,00	0,21	0,21	11,9469060	0,0837040	0,0000114	0,0000012	0,2662811	0,0000147
УТ-10	УТ-35	84,00	0,10	0,10	6,6655080	0,1500260	0,0000114	0,0000010	0,1188749	0,0000064
УТ-8	УТ27	184,00	0,08	0,08	5,8007470	0,1723920	0,0000114	0,0000021	0,0000000	0,0000122
УТ27	УТ28	100,00	0,21	0,21	12,0202100	0,0831930	0,0000114	0,0000011	0,0373139	0,0000137
УТ-8	УТ-9а	206,00	0,21	0,21	11,9469060	0,0837040	0,0000114	0,0000023	0,2738554	0,0000280
УТ-9а	УТ26	15,00	0,10	0,10	6,7355670	0,1484660	0,0000114	0,0000002	0,0075743	0,0000012
УТ27	МУП ЖКХ	0,20	0,10	0,10	6,7506940	0,1481330	0,0000114	0,0000000	0,0010506	0,0000000
УТ31	ул. Урицкого, д.1	20,00	0,05	0,05	4,5802290	0,2183300	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000010
УТ26	ул. Пролетарская, д.4	1,00	0,07	0,07	5,3714940	0,1861680	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ27	ул. Урицкого, д.11а	1,00	0,10	0,10	6,7506940	0,1481330	0,0000114	0,0000000	0,0355287	0,0000001
УТ28	ул. Садовая, д.5	1,00	0,10	0,10	6,7507630	0,1481310	0,0000114	0,0000000	0,0373139	0,0000001
УТ26	ул. Пролетарская, д.2	30,00	0,10	0,10	6,7355670	0,1484660	0,0000114	0,0000003	0,0050367	0,0000023
УТ-35	УТ 34	110,00	0,10	0,10	6,6655080	0,1500260	0,0000114	0,0000013	0,0846026	0,0000084
УТ-10	ул.Введенского. д.3	1,00	0,08	0,08	5,8491000	0,1709660	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ21	ГБУЗ ЛО	1,00	0,07	0,07	5,3714500	0,1861690	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000001
УТ 34	УТ-36/1	20,00	0,10	0,10	6,6655080	0,1500260	0,0000114	0,0000002	0,0264398	0,0000015
УТ 37	ИП Дмитриев О.Г.	17,00	0,05	0,05	4,5630920	0,2191500	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000009
УТ24	МУП	0,20	0,07	0,07	5,3714060	0,1861710	0,0000114	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Котельная №43										
ТК-1	Р-1	49,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000006	0,9596101	0,0000050
ТК-3	Р5	64,00	0,13	0,13	7,8593140	0,1272380	0,0000114	0,0000007	0,1476575	0,0000057

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
Р-1	ул. Совхозная д.16	115,00	0,10	0,10	6,7010320	0,1492310	0,0000114	0,0000013	0,1179196	0,0000088
Р-1	ул. Совхозная д.5	30,00	0,10	0,10	6,7010320	0,1492310	0,0000114	0,0000003	0,0168063	0,0000023
Р6	Почтамп	22,00	0,10	0,10	6,7431650	0,1482980	0,0000114	0,0000003	0,0118550	0,0000017
ТК-4	Р6	141,00	0,08	0,08	5,7724750	0,1732360	0,0000114	0,0000016	0,0000000	0,0000093
ТК-4	ул. Совхозная д.9	126,00	0,10	0,10	6,7075940	0,1490850	0,0000114	0,0000014	0,1573625	0,0000096
Р6	ул. Совхозная д.20	1,00	0,10	0,10	6,7431650	0,1482980	0,0000114	0,0000000	0,0048117	0,0000001
Р5	ул. Совхозная д.10	1,00	0,10	0,10	6,7369490	0,1484350	0,0000114	0,0000000	0,1476575	0,0000001
Р9	ул. Совхозная д.1	1,00	0,10	0,10	6,7110470	0,1490080	0,0000114	0,0000000	0,0361756	0,0000001
ТК-6	ул. Совхозная д.2	1,00	0,10	0,10	6,7110470	0,1490080	0,0000114	0,0000000	0,0378365	0,0000001
Р11	ул. Совхозная д.3	1,00	0,10	0,10	6,7507630	0,1481310	0,0000114	0,0000000	0,0364995	0,0000001
Р-2	ТК-4	60,00	0,08	0,08	5,7724750	0,1732360	0,0000114	0,0000007	0,0000000	0,0000039
ТК-6	Р9	80,00	0,10	0,10	6,7110470	0,1490080	0,0000114	0,0000009	0,0412211	0,0000061
ТК-6	Р11	20,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000002	0,7408539	0,0000020
Р11	Р-2	24,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000003	0,7043544	0,0000024
ТК-3	ул. Совхозная д.15	32,00	0,10	0,10	6,7400570	0,1483670	0,0000114	0,0000004	0,1196199	0,0000025
ТК	ТК-3	62,00	0,13	0,13	7,8593140	0,1272380	0,0000114	0,0000007	0,2672774	0,0000056
ТК	Дет. сад №28	65,00	0,07	0,07	5,3999130	0,1851880	0,0000114	0,0000007	0,0000000	0,0000040
Р-1	ТК-6	57,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000006	0,8248843	0,0000058
Котельная №43	ТК-1	284,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000032	0,9968431	0,0000287
Р9	Администрация	55,00	0,08	0,08	5,9227180	0,1688410	0,0000114	0,0000006	0,0000000	0,0000037
ТК-1	ЗАО	20,00	0,08	0,08	5,9322440	0,1685700	0,0000114	0,0000002	0,0000000	0,0000014
Р9	Райпо	34,00	0,10	0,10	6,7110470	0,1490080	0,0000114	0,0000004	0,0050455	0,0000026
ТК	ул. Совхозная д.14	30,00	0,13	0,13	7,8593140	0,1272380	0,0000114	0,0000003	0,0483732	0,0000027
Р-2	ТК	20,00	0,13	0,13	8,3077510	0,1203700	0,0000114	0,0000002	0,3527989	0,0000019
		35,00	0,10	0,10	6,7269340	0,1486560	0,0000114	0,0000004	0,0299143	0,0000027
	ул. Совхозная д.4	35,00	0,10	0,10	6,7269340	0,1486560	0,0000114	0,0000004	0,0299143	0,0000027
Р5	Гатчинская КМБ	40,00	0,10	0,10	6,7369490	0,1484350	0,0000114	0,0000005	0,0000000	0,0000031
ТК-4	ул. Совхозная д.17	90,00	0,08	0,08	5,7724750	0,1732360	0,0000114	0,0000010	0,0000000	0,0000059

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
ТК-1	Р-1	68,00	0,15	0,15	8,8747350	0,1126790	0,0000114	0,0000008	0,9895244	0,0000069
Котельная №58										
Котельная №58	Красницкая 15	144,50	0,09	0,09	6,2067740	0,1611140	0,0000114	0,0000016	0,9999470	0,0000102

11.1. Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Значения интенсивности отказов участков тепловых сетей, представленные в таблице 51, графически изображены на рисунках 71 – 73.

Большие значения интенсивностей отказов участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации. Мероприятия по реконструкции участков тепловых сетей рассмотрены в главе 8 настоящего проекта.

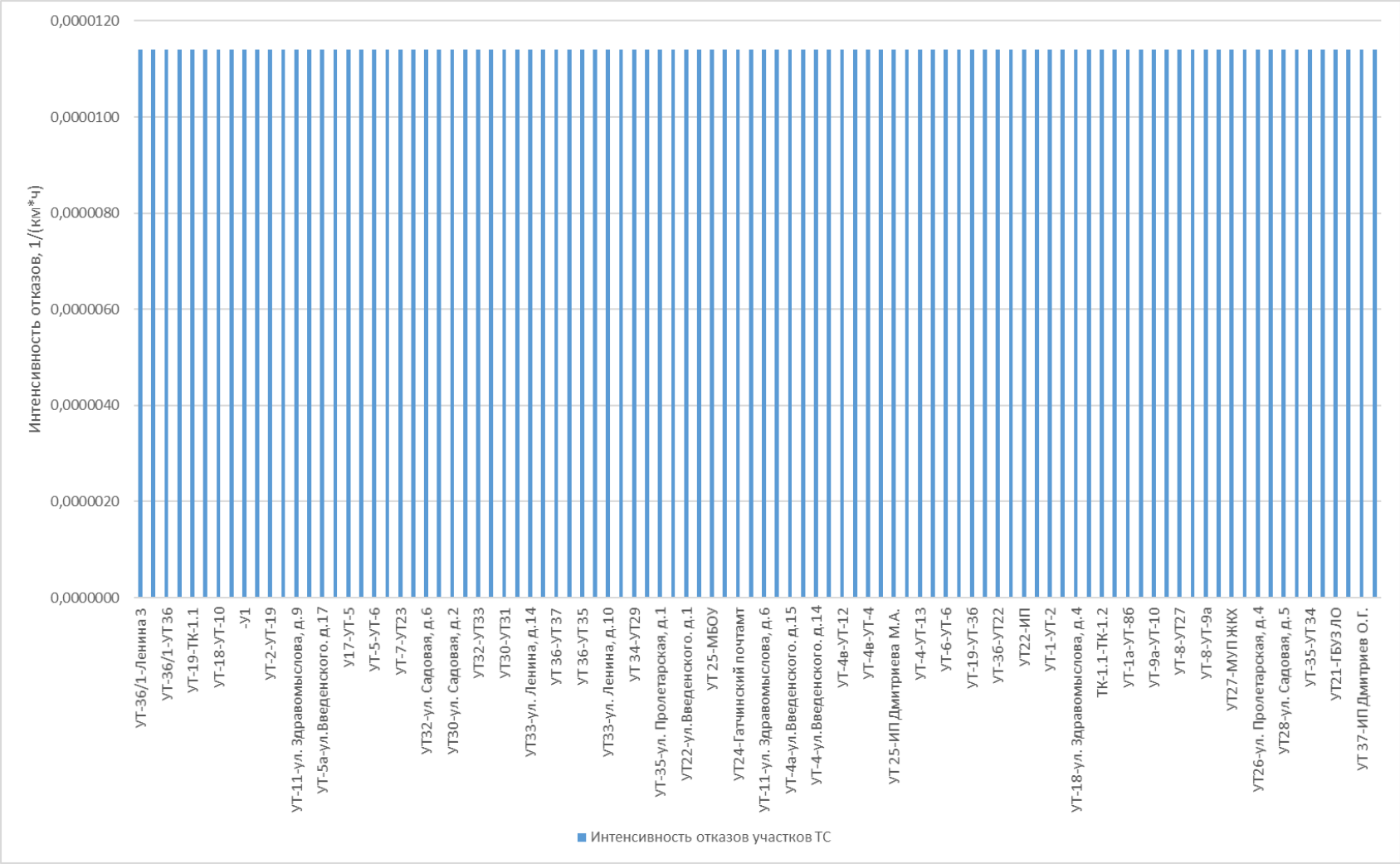


Рисунок 71. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №21, (1/(км*ч))

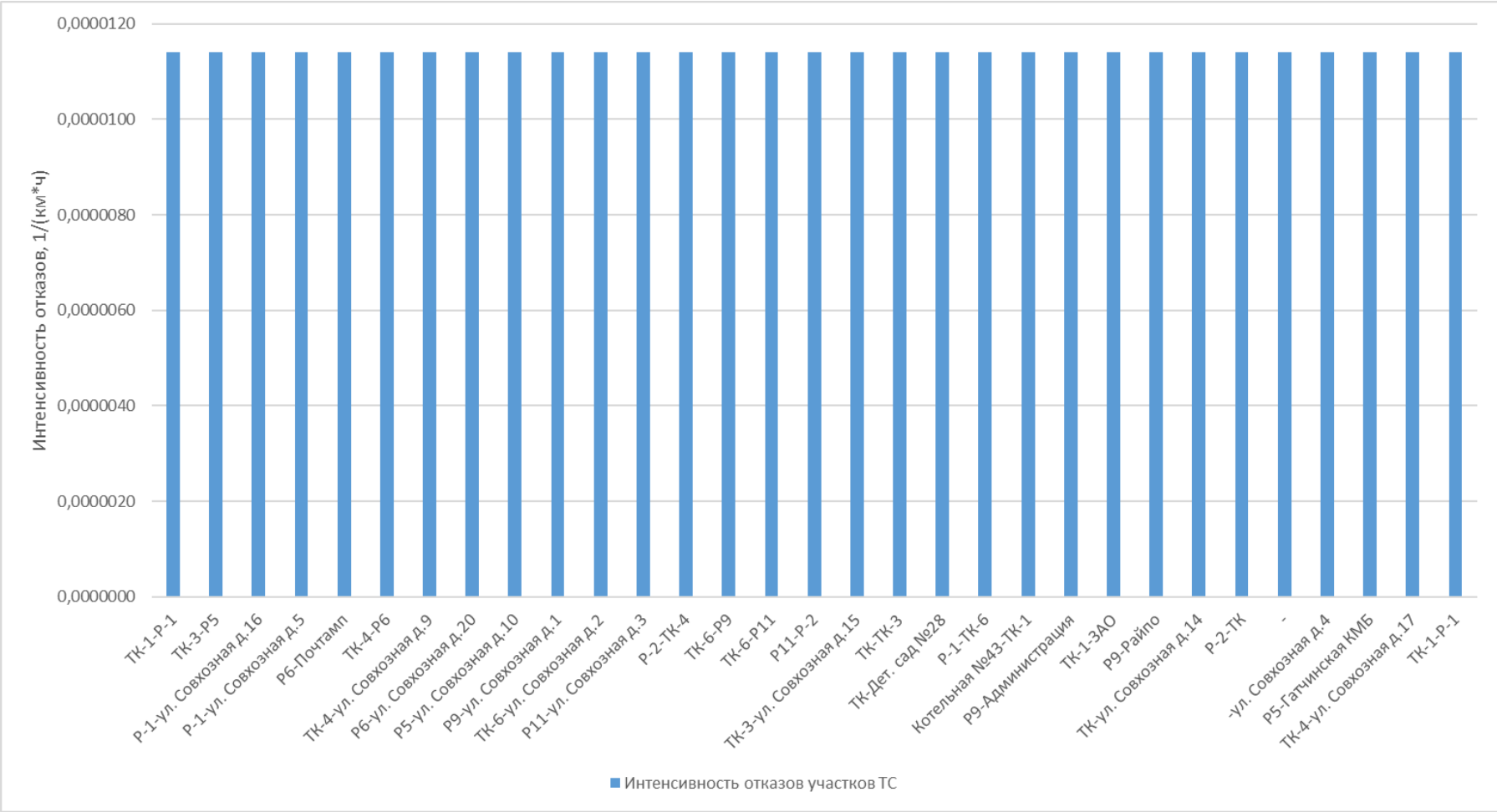


Рисунок 72. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №43, (1/(км*ч))

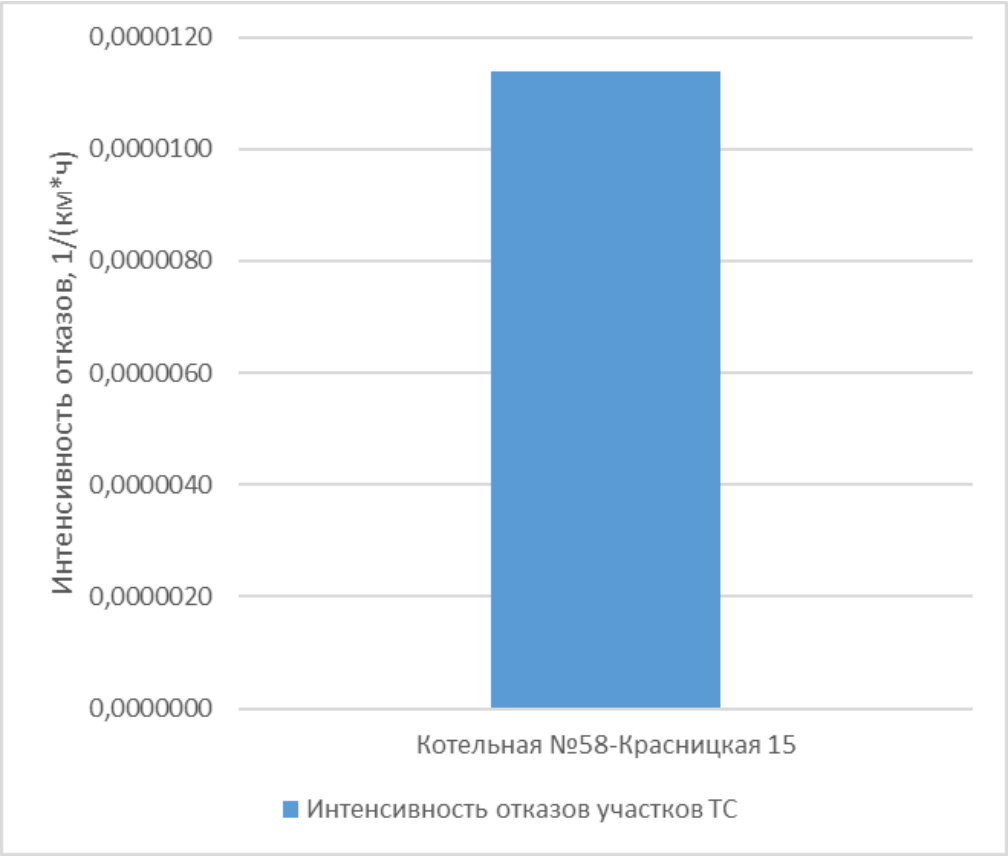


Рисунок 73. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №58, (1/(км*ч))

11.2. Методы и результаты обработки данных по восстановлениям отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановление отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения

При вычислении вероятностей состояния тепловой сети, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Вероятности состояния, соответствующие отказам тепловой сети, приведены на рисунках 74 – 76.

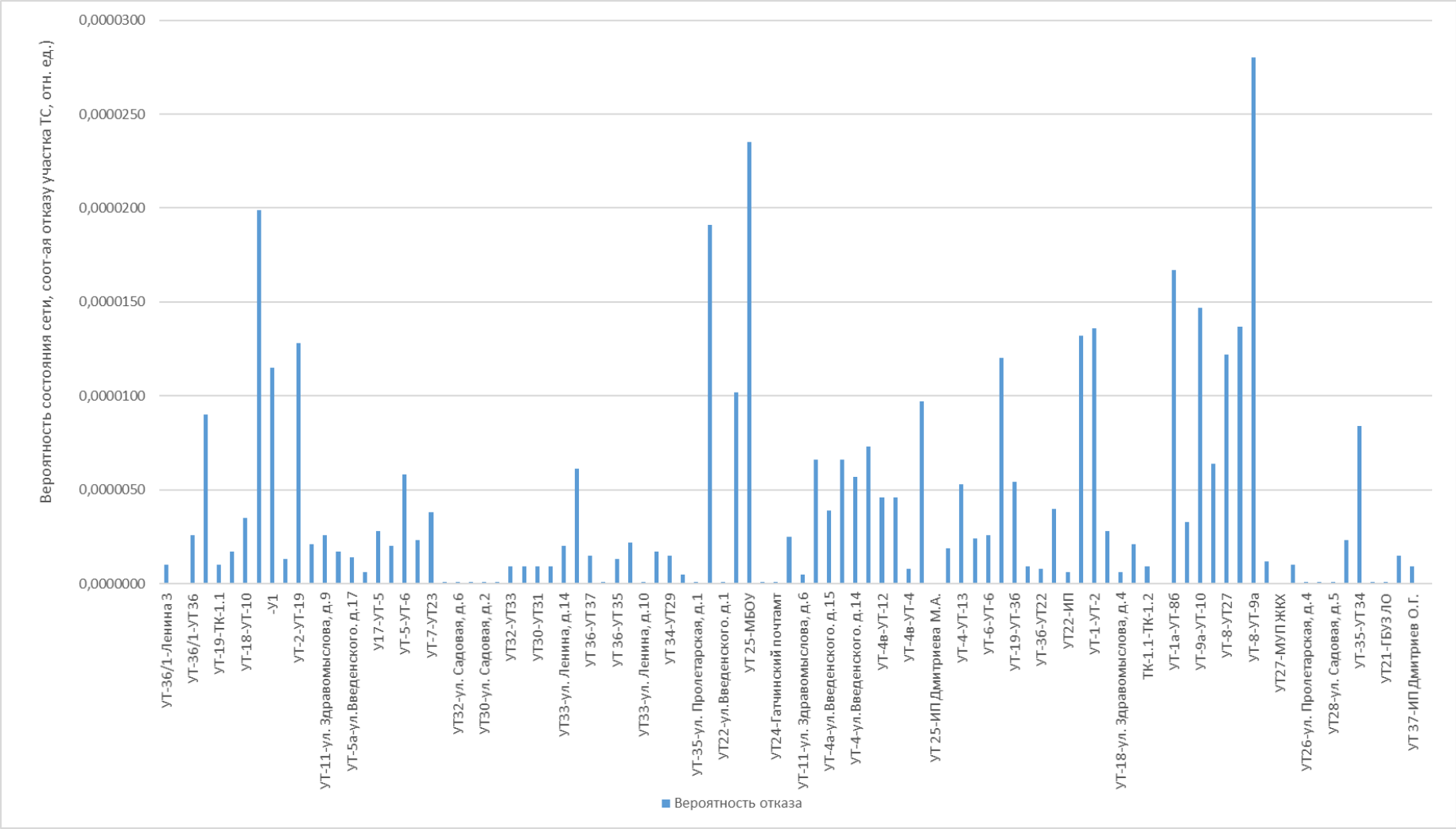


Рисунок 74. Вероятности состояния ТС от котельной №21, соответствующие отказам ее элементов

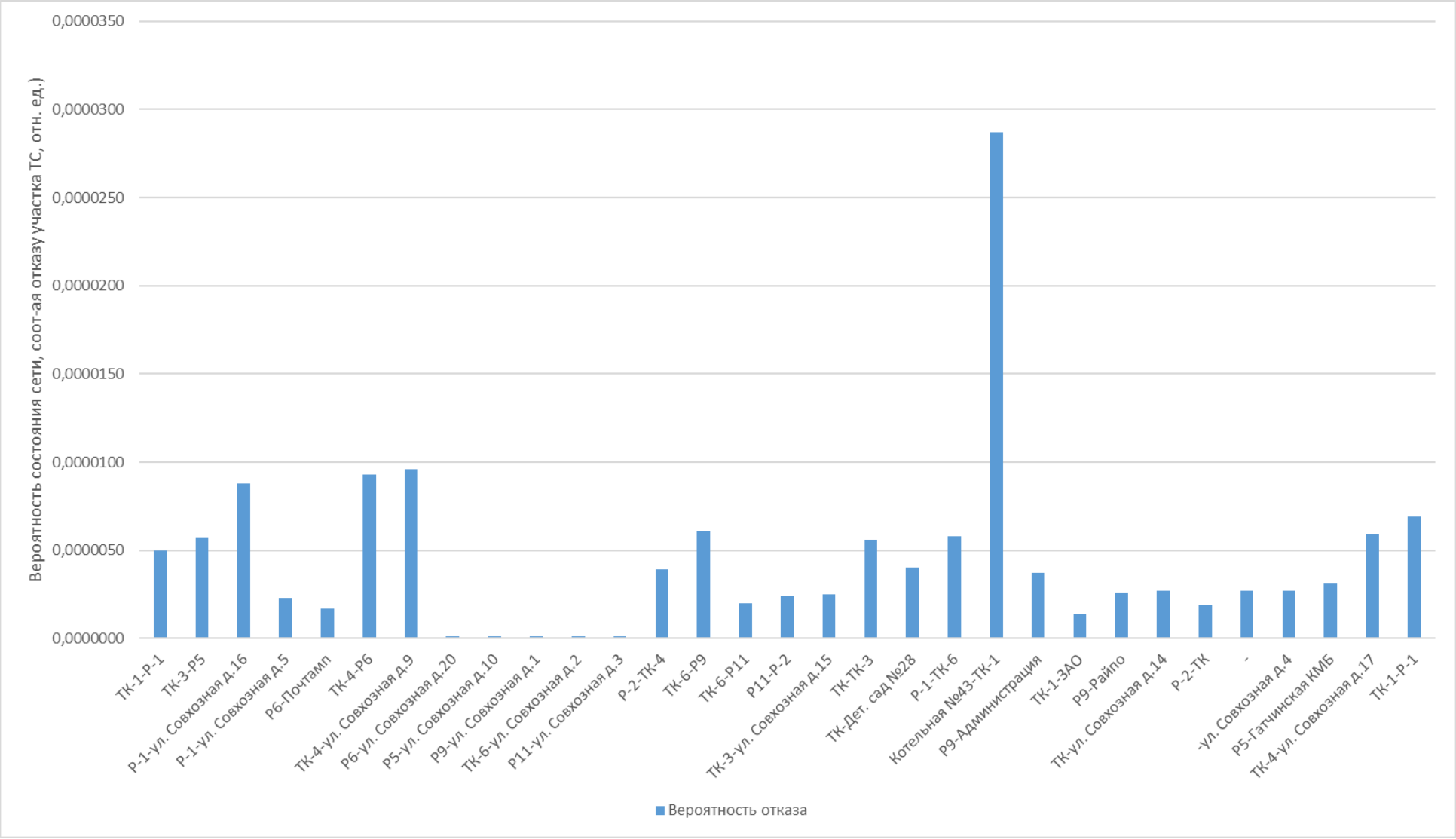


Рисунок 75. Вероятности состояния ТС от котельной №43, соответствующие отказам ее элементов

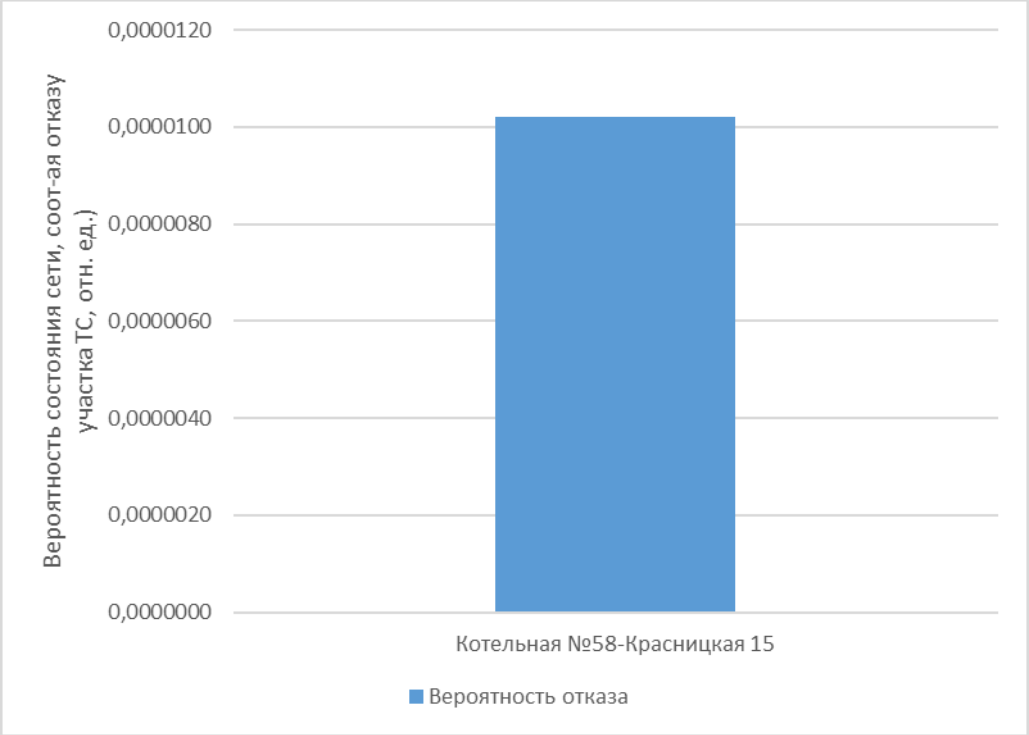


Рисунок 76. Вероятности состояния ТС от котельной №58, соответствующие отказам ее элементов

11.3. Результаты оценки вероятности отказа и безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей, а также среднего суммарного недоотпуска теплоты каждому потребителю за отопительный период приведены в таблице 52.

Значения вероятности безотказного теплоснабжения потребителей по каждому источнику тепловой энергии, представленные в таблице 52, графически изображены на рисунках 77-79.

Таблица 52. Показатели надежности теплоснабжения потребителей

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
Котельная №21				
Админ.Дружногорского пос., п.Др.Горка, ул. Ленина, 3)	0,0091	0,9895	0,9996	0,0213
МБОУ "Дружногорская ср.общеобр. школа"	0,3207	0,9750	0,9996	0,2322
ул.Введенского. д.7	0,2390	0,9956	0,9996	0,2057
Адм. Дружногорского гор. пос. (ДК) п.Др.Горка (сч-к)	0,2044	0,9812	0,9996	0,1551
ул. Садовая, д.6	0,0704	0,9895	0,9996	0,0568

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
ул. Садовая, д.2	0,0562	0,9895	0,9996	0,0455
ул. Урицкого, д.16	0,0267	0,9895	0,9996	0,0213
ул. Урицкого, д.3	0,0136	0,9895	0,9996	0,0101
Админ. Дружногорского г.п.	0,0720	0,9895	0,9996	0,0583
ул. Ленина, д.10	0,0489	0,9895	0,9996	0,0385
ул. Садовая, д.8	0,0695	0,9895	0,9996	0,0556
ул. Ленина, д.14	0,0476	0,9895	0,9996	0,0365
Админ.Дружногорского пос, Баня, п.Др.Горка	0,0164	0,9952	0,9996	0,0334
ИП Дмитриев О.Г.	0,0137	0,9895	0,9996	0,0104
ИП Мелик-Карамянц К.Ю.	0,0415	0,9895	0,9996	0,0332
ул. Урицкого, д.1	0,0220	0,9895	0,9996	0,0170
МУП ЖКХ "Сиверский", п.Д.Горка ж/д ГВС сч	0,0059	0,9932	0,9996	0,0049
ул. Пролетарская, д.2	0,0290	0,9907	0,9996	0,0225
ул. Пролетарская, д.4	0,0143	0,9908	0,9996	0,0117
ул. Урицкого, д.11а	0,1994	0,9932	0,9996	0,1644
ул. Здравомыслова, д.7	0,0948	0,9935	0,9996	0,0788
ул. Здравомыслова, д.9	0,1820	0,9935	0,9996	0,1515
ул. Здравомыслова, д.8	0,1847	0,9927	0,9996	0,1543
ул.Введенского. д.14	0,1941	0,9916	0,9996	0,1596
ул.Введенского. д.17	0,2049	0,9905	0,9996	0,1702
МБОУ "Дружногорская ср.общеобр. школа" (дет. сад №37)	0,1204	0,9959	0,9996	0,1004
ул.Введенского. д.15	0,2055	0,9922	0,9996	0,1705
ИП Дмитриева М.А.	0,0221	0,9703	0,9996	0,0161
ул.Введенского. д.16	0,2063	0,9913	0,9996	0,1684
ул.Введенского. д.13	0,1936	0,9905	0,9996	0,1604
ул.Введенского. д.19	0,2538	0,9905	0,9996	0,2069
ул.Введенского. д.18	0,2061	0,9905	0,9996	0,1673
ФГУП "Почта России", п.Дружная Горка	0,0140	0,9905	0,9996	0,0113
ул. Здравомыслова, д.6	0,0408	0,9935	0,9996	0,0340
ул.Введенского. д.4	0,0942	0,9946	0,9996	0,0789
ул.Введенского. д.6	0,4767	0,9916	0,9996	0,3932
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", п.Др.Горка (поликл.)	0,0459	0,9969	0,9996	0,0403
ул. Здравомыслова, д.4	0,1088	0,9935	0,9996	0,0914
ул. Здравомыслова, д.3	0,0584	0,9935	0,9996	0,0490
ул.Введенского. д.2	0,0943	0,9935	0,9996	0,0788
ул.Введенского. д.1	0,0476	0,9931	0,9996	0,0399
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", п.Др.Горка (поликл.)	0,0459	0,9945	0,9996	0,0380
ИП Коваль С.В. ИП Александрова И.А.	0,0137	0,9931	0,9996	0,0113
ул.Введенского. д.3	0,4510	0,9895	0,9996	0,3739
ул. Пролетарская, д.1	0,1924	0,9895	0,9996	0,1585

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
МУП "Аптека № 52"	0,0384	0,9956	0,9996	0,0331
ул. Садовая, д.5	0,2124	0,9920	0,9996	0,1693
ул. Здравомыслова, д.5	0,0934	0,9935	0,9996	0,0781
Котельная №43				
ул. Совхозная д.4	0,0658	0,9989	0,9999	0,0161
МБДОУ "Дет.сад № 28 комб. вида", д.Лапмово сч	0,0807	0,9999	0,9999	0,0217
ФГУП "Почта России", д.Лампово	0,0245	0,9984	0,9999	0,0060
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ", д.Лампово ж/д	0,0022	1,0000	0,9999	0,0015
ул. Совхозная д.20	0,0098	0,9984	0,9999	0,0025
ул. Совхозная д.9	0,3348	0,9984	0,9999	0,0889
ул. Совхозная д.10	0,3203	0,9983	0,9999	0,0813
ул. Совхозная д.17	0,3777	0,9984	0,9999	0,1003
ул. Совхозная д.15	0,2545	0,9983	0,9999	0,0676
ул. Совхозная д.16	0,2558	0,9987	0,9999	0,0649
ул. Совхозная д.3	0,0785	0,9985	0,9999	0,0203
ул. Совхозная д.2	0,0805	0,9986	0,9999	0,0214
ул. Совхозная д.1	0,0793	0,9986	0,9999	0,0196
ул. Совхозная д.14	0,1046	0,9984	0,9999	0,0267
ул. Совхозная д.5	0,0368	0,9987	0,9999	0,0091
Администрация	0,0109	0,9999	0,9999	0,0025
Райпо	0,0107	0,9986	0,9999	0,0024
ЗАО "Орлинское"	0,0161	0,9991	0,9999	0,0039
Котельная №58				
Красницкая 15	0,1990	1,0000	1,0000	0,0041

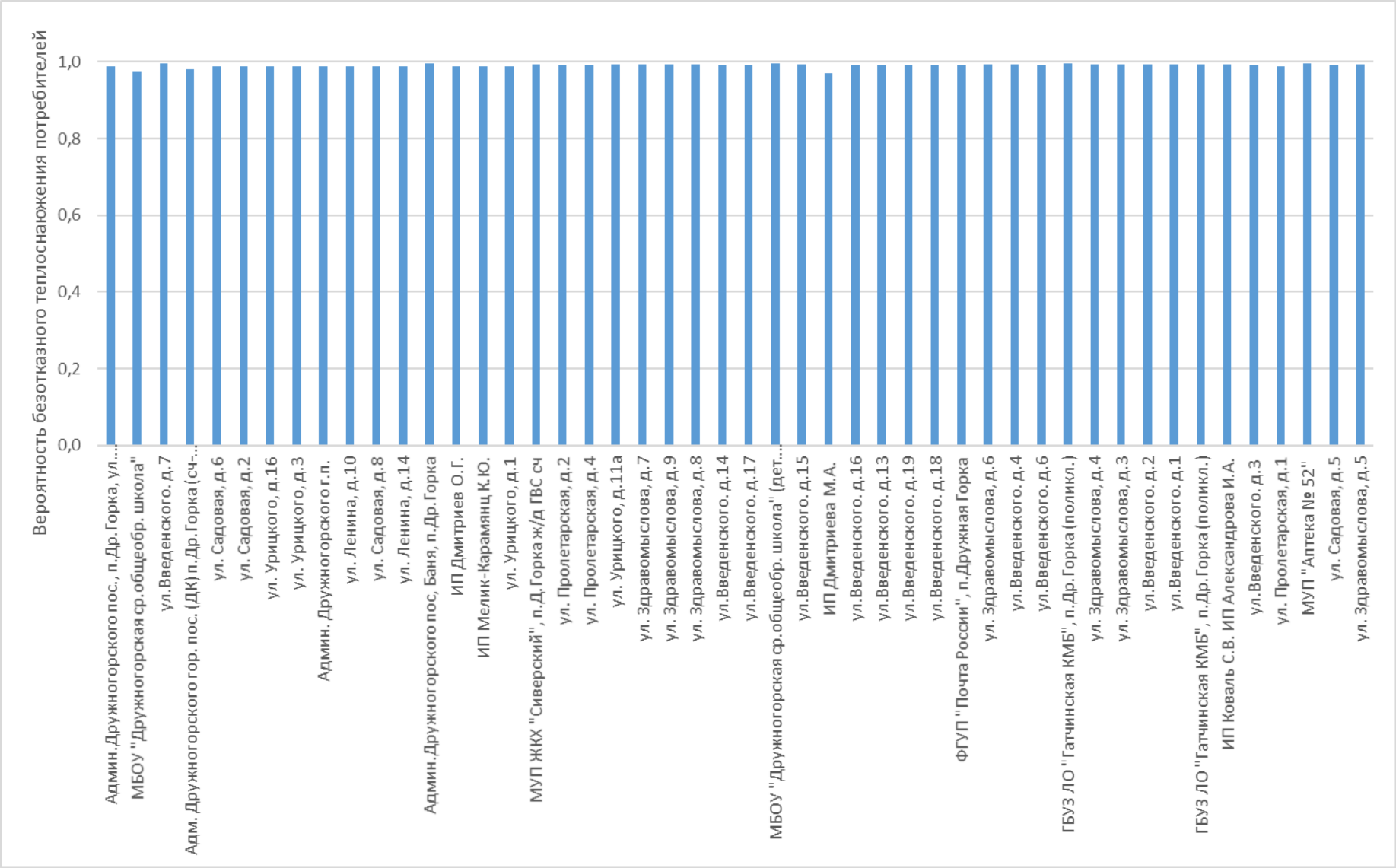


Рисунок 77. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №21

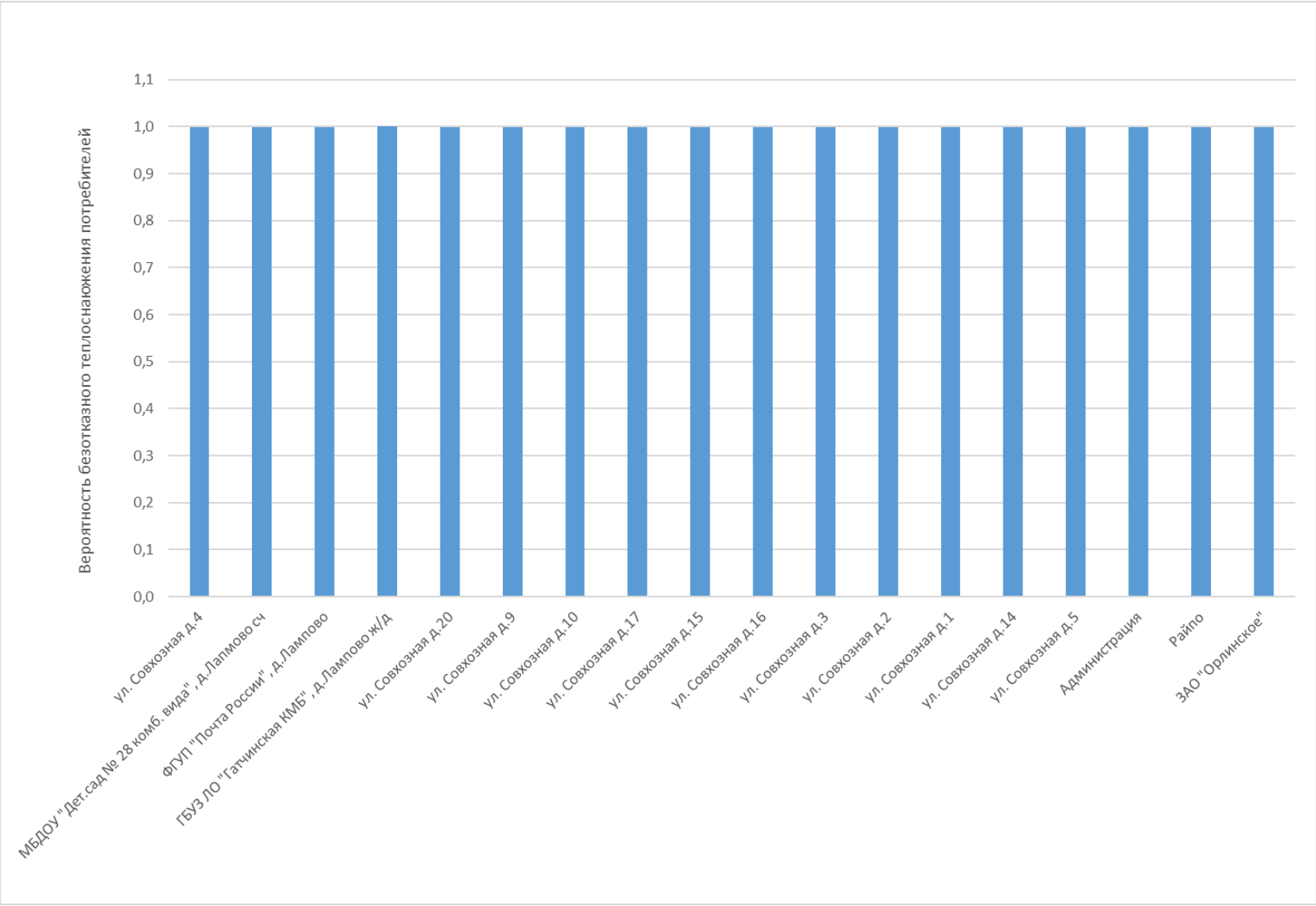


Рисунок 78. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №43

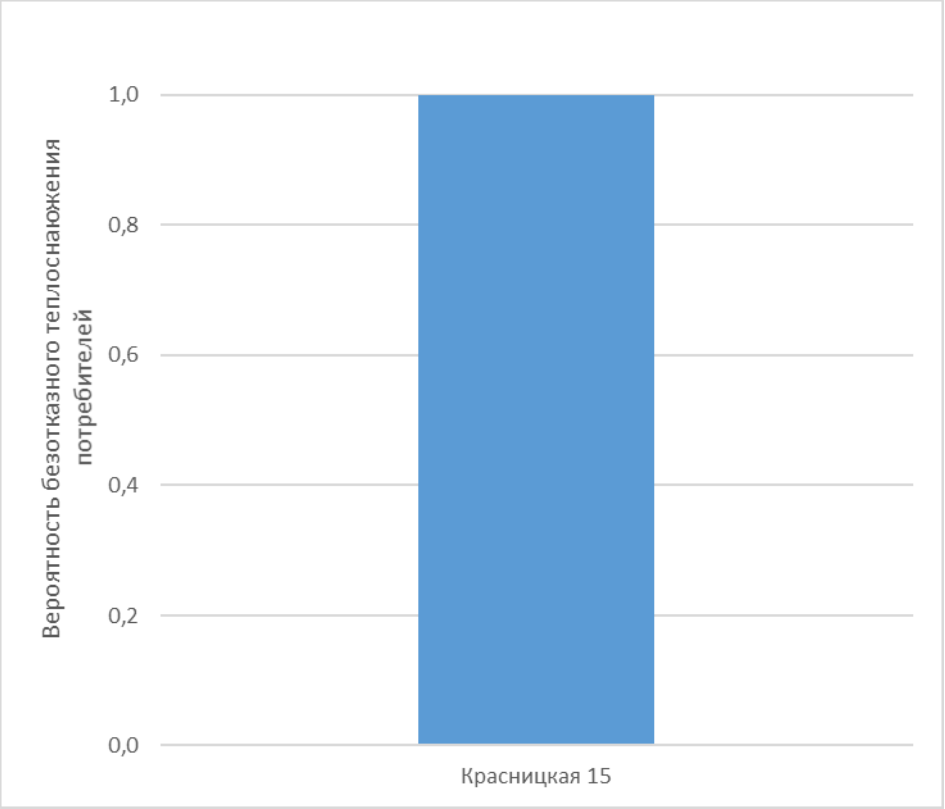


Рисунок 79. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №58

11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Расчетные значения готовности системы теплоснабжения к расчетному теплоснабжению представлены в таблице 52 и на рисунках 80 – 82.

Как видно из рисунков, значения готовности системы теплоснабжения по каждому потребителю выше нормируемого значения.

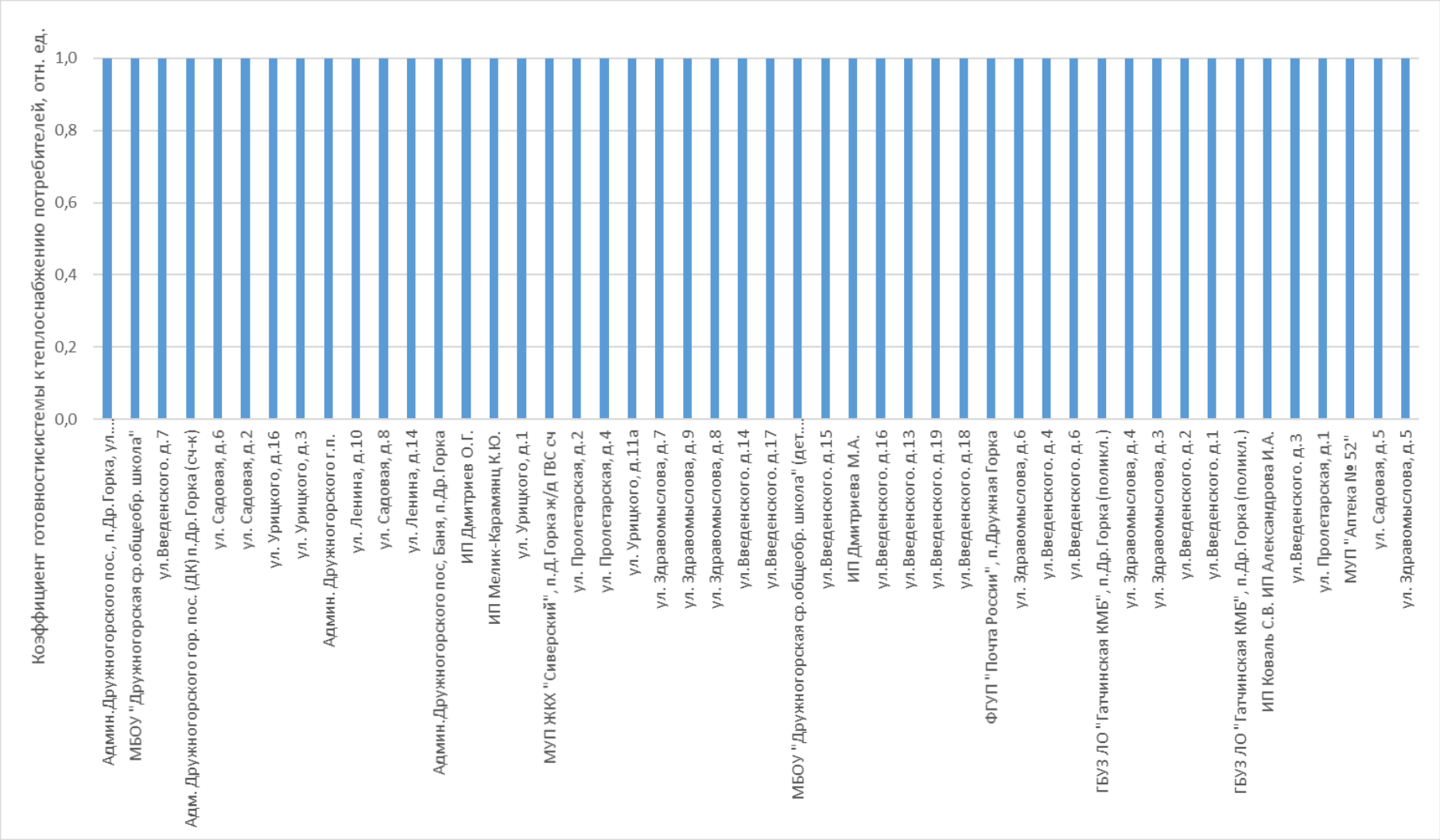


Рисунок 80. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению (при нормативном значении 0.97) от котельной №21 (отн. ед.)

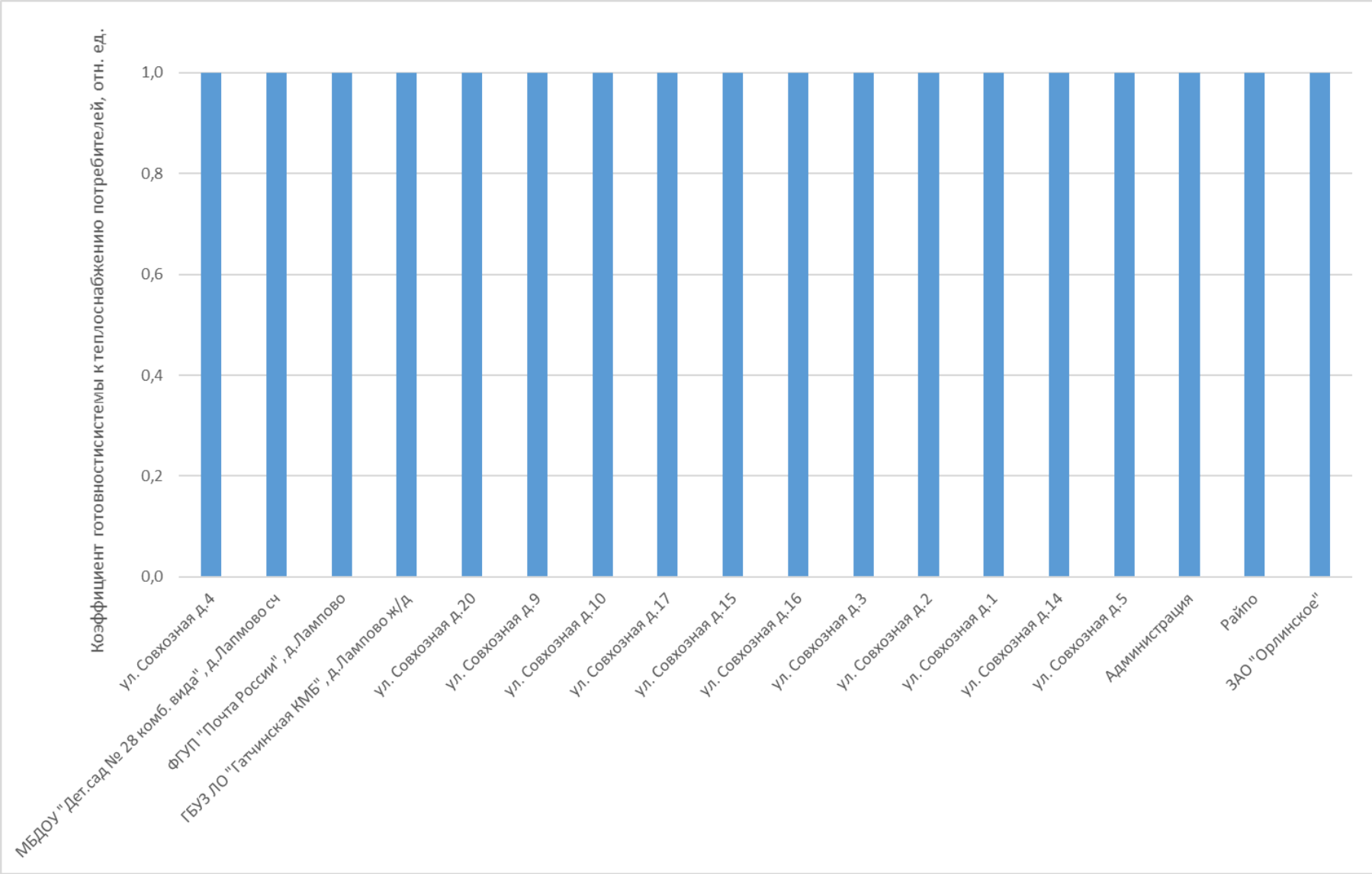


Рисунок 81. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению (при нормативном значении 0.97) от котельной №43 (отн. ед.)

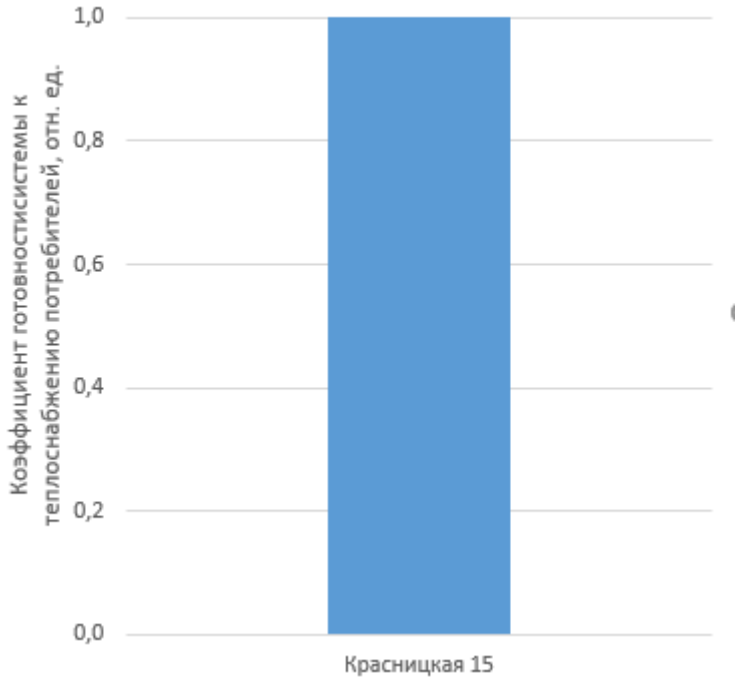


Рисунок 82. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению (при нормативном значении 0.97) от котельной №58

11.5. Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Расчетные значения недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей представлены графически на рисунках 83 – 85.

Таким образом, поскольку рассматриваемая тепловая сеть имеет небольшие масштабы (присоединенная нагрузка, радиусы теплоснабжения, диаметры головных участков), нормативные требования к надежности теплоснабжения потребителей для расчетного уровня теплоснабжения обеспечиваются.

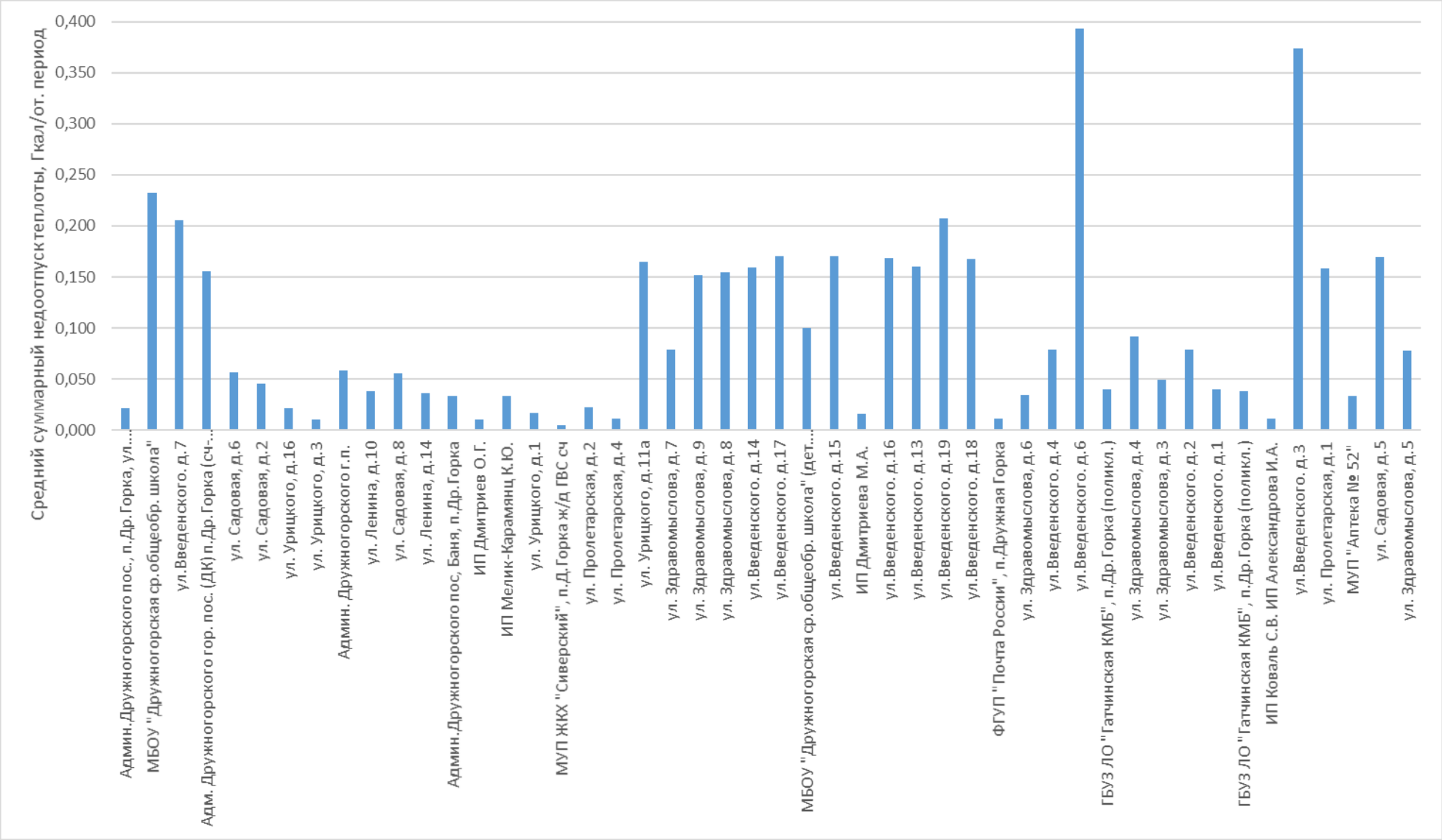


Рисунок 83. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям за отопительный период от котельной №21, (Гкал/от. период)

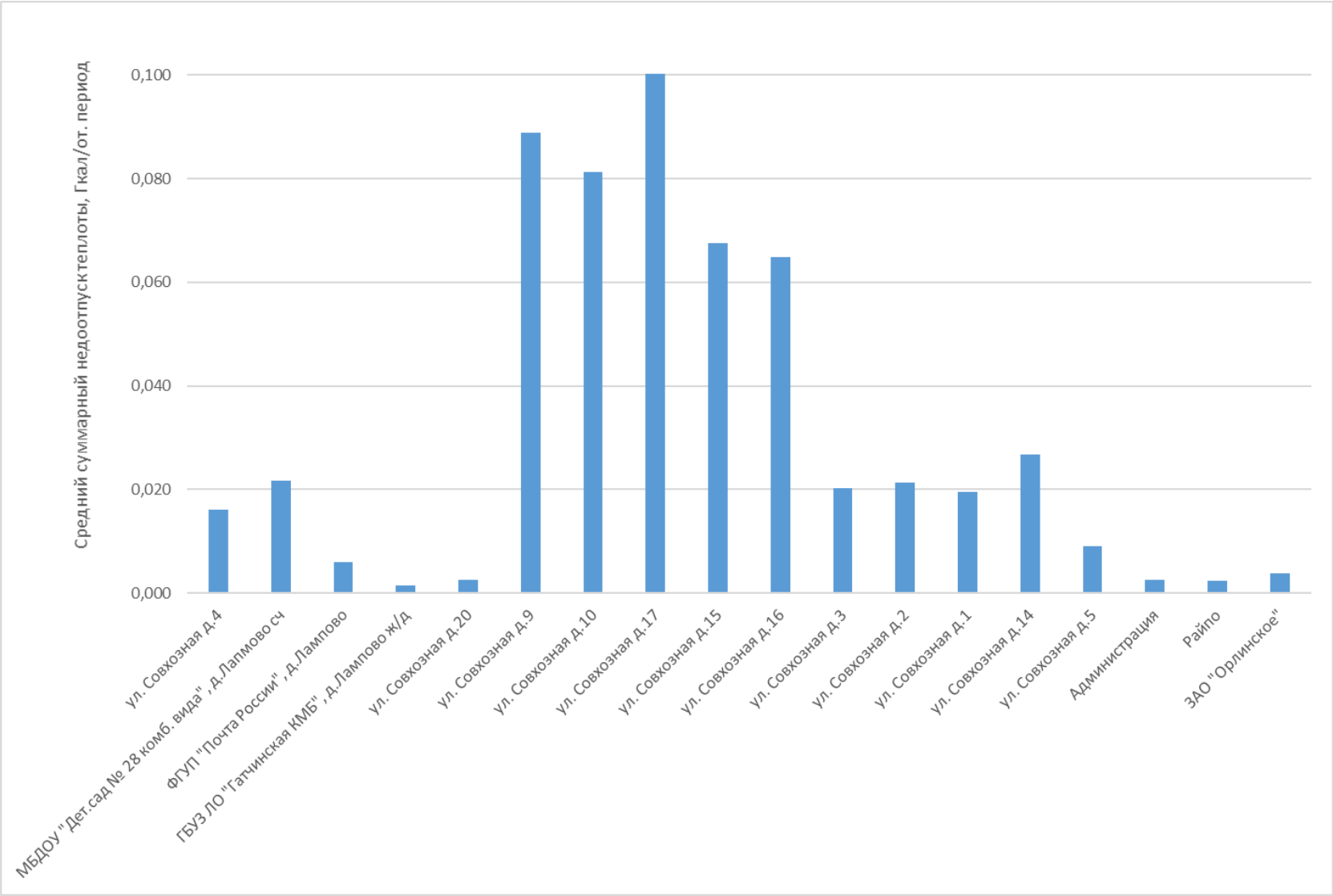


Рисунок 84. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям за отопительный период от котельной №43, (Гкал/от. период)

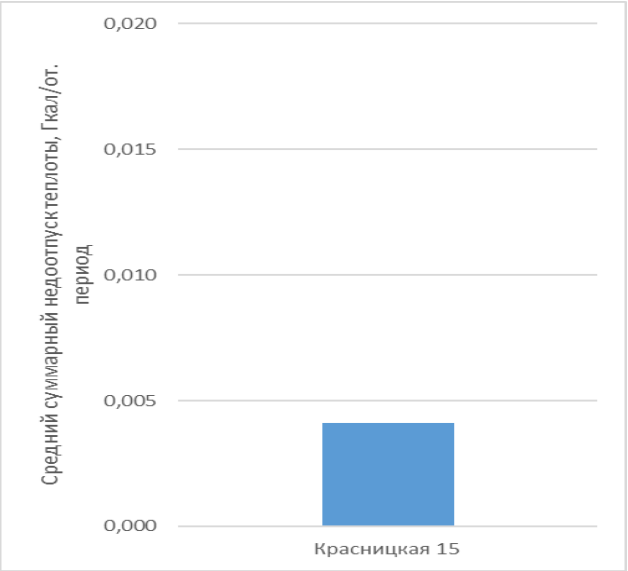


Рисунок 85. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям за отопительный период от котельной №58, (Гкал/от. период)

11.6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо–, электро– и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третей категории, обеспечиваются электро– и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%–ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

11.7. Установка резервного оборудования

Установка резервного оборудования не предполагается.

11.8. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

В связи с территориальным расположением источников тепловой энергии Дружногорского городского поселения, организация совместной работы нескольких котельных не представляется возможной.

11.9. Резервирование тепловых сетей смежных районов

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла не отключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

В связи с территориальным расположением источников городского поселения, взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов не представляется возможным.

11.10. Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не требуется.

11.11. Установка баков–аккумуляторов

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидоракумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулирующие свойства отапливаемых

зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41–6.2000 «Организационно–методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков–аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки–аккумуляторы вместимостью не менее 25% общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50% рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между "ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций. В перспективе, установка аккумуляторных баков на источниках городского поселения не планируется.

11.12. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них.

Показатели надежности системы теплоснабжения актуализированы по состоянию на отчетный год.

12. ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

На данный период времени существует и рассматривается один вариант перспективного развития тепловых систем Дружногорского городского поселения. Сценарий предусматривает строительство и замену изношенного оборудования, элементов системы автоматики, ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе на котельных №58 п. Дружная Горка, №43 д. Лампово.

Для надежного и бесперебойного обеспечения тепловой энергией от котельной №21 выделены участки тепловых сетей, на которых следует провести модернизацию с увеличением диаметра, и произведен расчет стоимости данного мероприятия.

Внесены мероприятия по модернизации тепловых сетей:

– п. Дружная Горка (сети котельной №21). Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома № 1 по ул. Пролетарская до дома №2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные);

– д. Лампово. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты;

– п. Дружная Горка (сети котельной №58). Модернизация 100 % тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).

В таблице ниже представлены значения финансовых потребностей для осуществления модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Таблица 53. Стоимость и года реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения на территории Дружногорского ГП (тыс. руб., с НДС)

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2035
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6659,983					
Котельная №43. Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе.				28232,303		

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2035
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6659,983					
Котельная №21. Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома №1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).	12759,276					
Котельная №43. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты.			3724,760			
Котельная №58. Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).				6988,410		
Модернизация участка тепловых сетей отопления протяженностью 282,36 м с увеличением диаметра с 100 мм до 150 мм на котельной №21	11067,298					
Модернизация участка тепловых сетей ГВС протяженностью 85 м с увеличением диаметра с 75 мм до 100 мм для на котельной №21	887,139					

12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования, также по укрупненным нормативам цены строительства зданий и сооружений городской инфраструктуры НЦС-81-02-19-

2022, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Оценка финансовых затрат для реализации проектов по реконструкции и строительству тепловых сетей выполнена по укрупненным нормативам цены строительства наружных тепловых сетей НЦС-81-02-19-2022, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2023-2035 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружению на них входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;

Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций.

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;

Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей.

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства:

– Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении»;

– Постановление правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;

– Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

– Плата за подключение потребителей;

Тариф, в том числе:

– Амортизационные отчисления;

– Инвестиционная составляющая в тарифе;

– Прочие источники.

За счет амортизационных отчислений могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей и замене оборудования, выработавшего ресурс.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по увеличению тепловой мощности источников тепловой энергии, мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, строительству новых участков тепловых сетей. Ввиду того, что мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей относятся к мероприятиям, направленным на повышение надежности, применение в качестве источника финансирования инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию является невозможным.

Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию может быть применена для финансирования мероприятий, направленных на повышение эффективности работы источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом.

Все мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также все мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей разделены на группы проектов в зависимости от вида и назначения предлагаемых к реализации мероприятий.

12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023–2035 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально–значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

12.4.1 Основные принципы расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен в соответствии с требованиями действующего законодательства:

- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760–э;
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075;
- ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении»;
- Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен для двух видов цен (тарифов) в сфере теплоснабжения:
- тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям.

Тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен для единственной зоны деятельности ЕТО. Согласно Главе 15 на территории Дружногорского ГП предлагается выделить единую зону деятельности ЕТО:

- Зона деятельности ЕТО, образованная на базе АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии определены как изменение показателя «необходимая валовая выручка (НВВ), отнесенная к полезному отпуску», в течение расчетного периода схемы теплоснабжения.

Данный показатель отражает изменения постоянных и переменных затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии потребителям.

Расчеты ценовых последствий произведены с учетом следующих допущений:

- За базу приняты тарифные решения 2022 года;
- Баланс тепловой энергии принят на уровне утвержденного на 2022 год (с учетом факта за 3 предыдущих года);

12.4.2 Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей

Зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

В рассматриваемой зоне деятельности ЕТО эксплуатируется 3 источника тепловой энергии – котельные АО «Коммунальные системы Гатчинского района», эксплуатацию системы транспорта тепловой энергии осуществляет АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

В качестве исходных данных для расчета ценовых последствий использованы показатели 2022 г., принятые с учетом утвержденных балансов тепловой энергии и прогнозных тарифных решений на 2022 г. Исходные данные приведены в таблице ниже.

Таблица 54. Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО

ТСО №01 Зона ЕТО: 1	Ед. измерения	2022
Основные показатели		
НВВ	тыс. руб.	72687,287
Полезный отпуск	тыс. Гкал	22,703
НВВ, отнесенная к полезному отпуску	руб./Гкал	3201,66
Индекс роста тарифа		
Топливо	тыс. руб.	24800,92
Затраты на покупку тепловой энергии	тыс. руб.	0,0
Услуги по передаче	тыс. руб.	0,0

ТСО №01 Зона ЕТО: 1	Ед. измерения	2022
Основная оплата труда с отчислениями на соц. нужды	тыс. руб.	8756,82
Амортизация (аренда) производственного оборудования	тыс. руб.	3140,23
Электроэнергия	тыс. руб.	7894,84
Прочие затраты	тыс. руб.	11409,84
в т. ч. Инвестиционная составляющая	тыс. руб.	0,0

12.5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Производственная программа

Производственная программа на каждый год расчетного периода разработки схемы теплоснабжения при расчете ценовых последствий для потребителей определена с учетом ежегодных изменений следующих показателей:

- отпуск тепловой энергии в сеть;
- покупка тепловой энергии;
- расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях;
- полезный отпуск тепловой энергии.

Изменения перечисленных выше величин обусловлены следующими факторами:

- прирост тепловой нагрузки в результате присоединения перспективных потребителей;
- изменение величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях в результате изменения характеристик участков тепловых сетей (протяженность, диаметр, способ прокладки, период ввода в эксплуатацию);
- изменение балансов тепловой энергии в результате изменения зон теплоснабжения и переключения групп потребителей между источниками.

Производственные издержки на источниках тепловой энергии

Для каждого года расчетного периода разработки схемы теплоснабжения на источниках теплоснабжения произведен расчет изменения производственных издержек:

- затраты на топливо;
- затраты электрической энергии на отпуск тепловой энергии в сеть;

- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г.;
- прочие затраты.

При расчете ценовых последствий производственные издержки на каждый год расчетного периода определены с учетом изменения перечисленных выше издержек, а также с применением индексов–дефляторов для приведения величины затрат в соответствие с ценами соответствующих лет.

Численность промышленно–производственного персонала источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии определена на основании следующих документов:

- «Нормативы численности промышленно–производственного персонала ТЭС» (М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 г.);
- «Единые межотраслевые нормы обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций» (М., Энергонот, 1989 г.).

Численность промышленно–производственного персонала котельных определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно–производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей», М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 г.;
- Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства», (М., ЦНИС, 1999 г.);
- «Рекомендаций по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см^2) и водогрейными котлами с температурой до 200°С» (Сантехпроект, М., 1992 г.);
- «Единых межотраслевых норм обслуживания рабочими оборудования тепловых электростанций» (М. ,1973 г.).

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены с учетом индексов–дефляторов для соответствующего года. Перспективные топливные балансы для источников тепловой энергии представлены в Главе 10 обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

Производственные издержки по тепловым сетям

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;
- затраты на оплату труда персонала;
- затраты на ремонт;
- затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя;
- затраты на компенсацию потерь тепловой энергии в тепловой сети;
- прочие затраты.

Результаты расчета тарифа на 2022-2035 гг. представлены в таблице 55. Динамика прогнозных тарифов на графике приведена в Главе 14 обосновывающих материалов «Ценовые (тарифные) последствия».

Таблица 55. Результат расчета ценовых последствий для потребителей

ТСО №01 Зона ЕТО: 1	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка	тыс. Гкал	28,087	28,087	28,037	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767	27,767
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	27,481	27,481	27,441	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351	27,351
Полезный отпуск	тыс. Гкал	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703	22,703
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	42168,917	43718,417	45409,437	46441,406	48309,685	50253,194	52275,011	54378,253	56566,238	58842,370	61210,205	63673,446	66235,951	68901,711
Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	26168,561	27567,814	29035,137	30586,326	32226,451	33960,920	35795,514	37736,344	39789,930	41963,195	44263,535	46698,788	49277,328	52008,028
Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	4349,809	6625,753	9195,392	9374,716	12905,489	12905,489	12905,489	12905,489	12905,489	12905,489	12905,489	12115,293	12115,293	12115,293
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб	72687,287	77911,984	83639,979	86402,449	93441,613	97119,615	100976,001	105020,086	109261,657	113711,054	118379,229	122487,527	127628,558	133025,031
Тариф на тепловую энергию согласно рассматриваемого сценария развития	руб/Гкал	3201,66	3431,79	3684,09	3805,77	4115,83	4277,83	4447,69	4625,82	4812,65	5008,64	5214,25	5395,21	5621,66	5859,36
Экономически обоснованный тариф, определенный методом индексации	руб/Гкал	3201,66	3329,73	3462,92	3601,43	3745,49	3895,31	4051,12	4213,17	4381,69	4556,96	4739,24	4928,81	5125,96	5331,00
Рост тарифа год к году	%	-	7%	7%	3%	8%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%

12.6. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

В настоящей Главе произведена актуализация сведений о ценовых (тарифных) последствиях реализации Сценария развития, с учетом корректировки перспективного значения спроса на тепловую энергию и сформированных мероприятий.

13. ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Индикаторы развития систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения приведены в таблице ниже.

Таблица 56. Индикаторы развития систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения

Наименование показателя	2022	2023	2025	2035
Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения	–	–	–	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии				
Котельная №21 Дружная Горка	164,689	164,689	164,689	164,689
Котельная №43 Лампово	177,533	177,533	177,533	170,433
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	245,399	34,512	34,512	34,512
Отношение величины технологических потерь, тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети				
Котельная №21 Дружная Горка	1,18	1,11	1,11	1,11
Котельная №43 Лампово	3,99	3,99	3,92	3,92
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	12,16	12,16	12,16	9,72
Коэффициент использования установленной тепловой мощности				
Котельная №21 Дружная Горка	34,59%	34,35%	34,35%	34,35%
Котельная №43 Лампово	25,31%	25,31%	25,19%	24,69%
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	6,34%	6,23%	6,23%	5,47%
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке				
Котельная №21 Дружная Горка	314,47	320,48	320,48	320,48
Котельная №43 Лампово	292,70	292,70	292,70	292,70
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	338,02	338,02	338,02	338,02
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	–
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	–	–	–	–
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	–	–	–	–
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме	н/д	н/д	н/д	н/д

Наименование показателя	2022	2023	2025	2035
отпущенной тепловой энергии				
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	более 25 лет	более 25 лет	более 25 лет	более 25 лет
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой схемы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	
Котельная №21 Дружная Горка	0	9,99%	0	0
Котельная №43 Лампово	0	0	10,51%	0
Котельная №58 Дружная Горка (ул. Красницкая)	0	0	100%	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	–
Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.				
Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях инженерно–технического обеспечения горячего водоснабжения в межотопительный период в ценовой зоне теплоснабжения, ч	336	336	336	336
Доля бесхозяйных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозяйных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения	–	–	–	–
Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения в ценовой зоне теплоснабжения	н/д	н/д	н/д	н/д
Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения	–	–	–	–
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в однотрубном исчислении сверх предела разрешенных отклонений	–	–	–	–
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений	–	–	–	–

13.1. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, а в ценовых зонах теплоснабжения также изменений (фактических данных) в достижении ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения

Изменения связаны с корректировкой топливно-энергетических балансов, с учетом данных за базовый период, а также изменением состава мероприятий в соответствии с предоставленными данными.

14. ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1. Тарифно–балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения не формируются ввиду установления единого усредненного тарифа на тепловую энергию для потребителей.

14.2. Тарифно–балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно–балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации представлены в п.12.5 Главы 12.

14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно–балансовых моделей

Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно–балансовых моделей представлены на рисунке 86. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей представлены в таблице 55.

14.4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

В настоящей Главе произведена актуализация сведений о ценовых (тарифных) последствиях реализации Сценария развития, с учетом корректировки перспективного значения спроса на тепловую энергию и сформированных мероприятий.

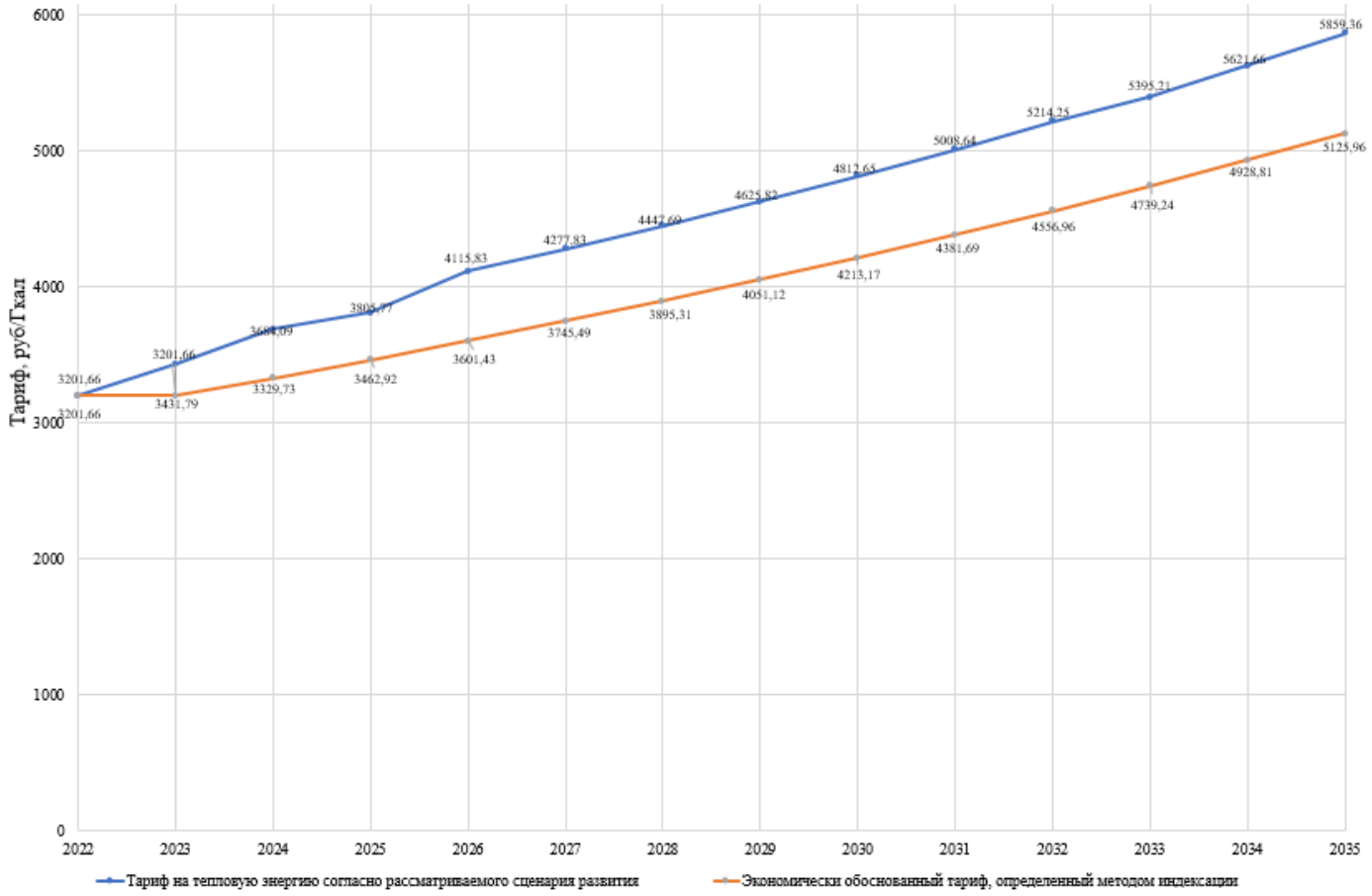


Рисунок 86. Сравнительный анализ ценовых последствий для потребителей тепловой энергии, относящихся к АО «Коммунальные системы Гатчинского района», руб/Гкал

15. ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения представлен в таблице ниже.

Таблица 57. Реестр систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Котельная №21	Система теплоснабжения пос. Дружная Горка	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
Котельная №43	Система теплоснабжения д. Лампово	
Котельная №58	Система теплоснабжения пос. Дружная Горка	

15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, представлен в таблице ниже.

Таблица 58. Реестр единых теплоснабжающих организаций Дружногорского городского поселения

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
1	Котельная №21 пос. Дружная Горка	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
	Котельная №43 д. Лампово			
	Котельная №58д. пос. Дружная Горка			

15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808

«Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно–телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны

деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;
- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей

организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент актуализации Схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации

Зона действия АО «Коммунальные системы Гатчинского района» распространяется на котельные пос. Дружная Горка, д. Лампово.

Зона деятельности единых теплоснабжающих организаций представлена на рисунке ниже.

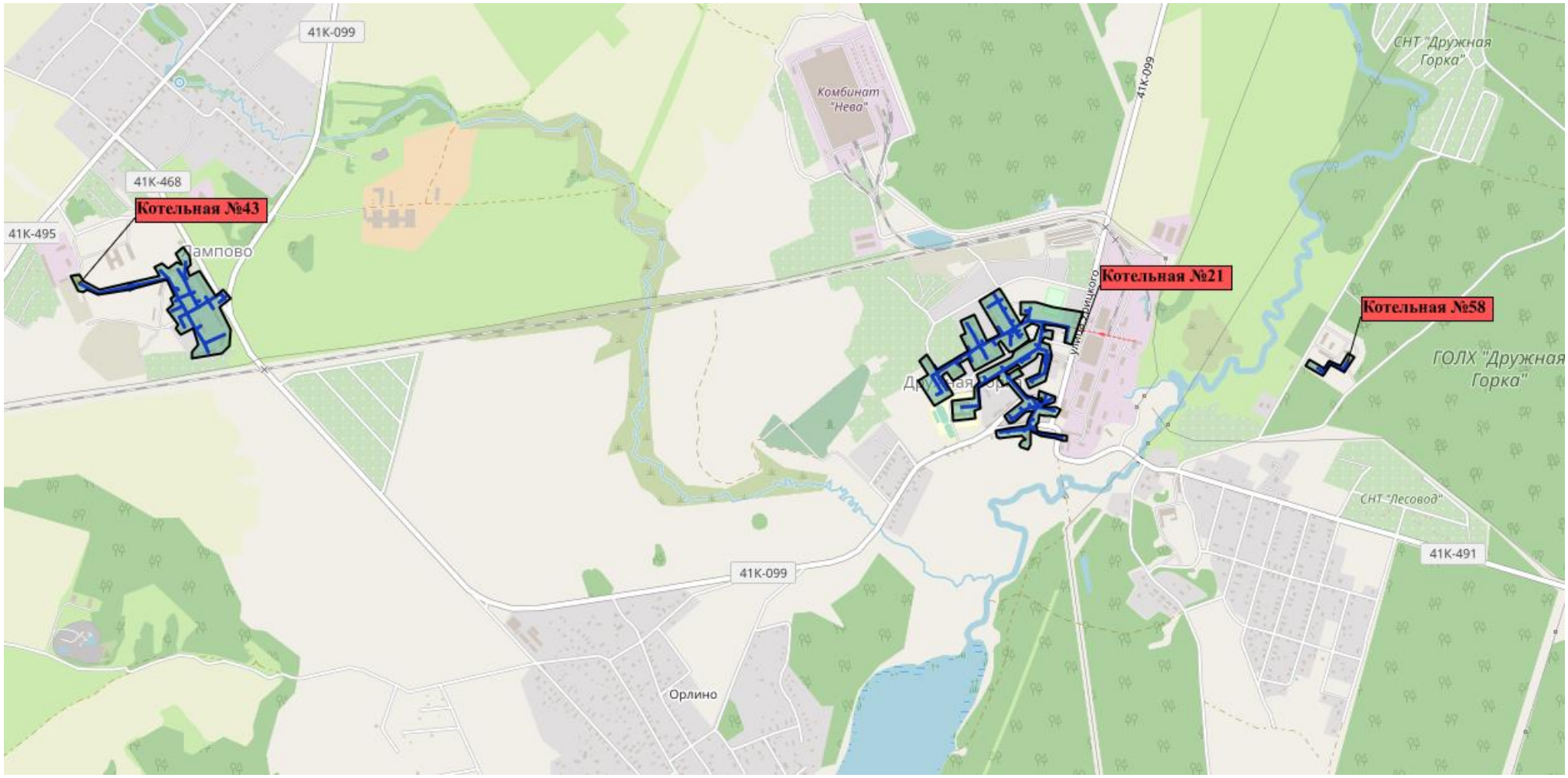


Рисунок 87. Зона деятельности ЕТО №1

15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

По данным базового периода на территории Дружногорского городского поселения функционируют три котельные. В систему теплоснабжения помимо источников тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

На территории Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет одна теплоснабжающая организация АО «Коммунальные системы Гатчинского района.

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

16. ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в таблице ниже.

Таблица 59. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2036
Котельная №58. Замена изношенного оборудования	6659,983					
Котельная №43. Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе.				28232,303		

16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице ниже.

Таблица 60. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2036
Котельная №21. Модернизация участка тепловых сетей от жилого дома №1 по ул. Пролетарская до дома № 2 (баня) с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).	12759,276					
Котельная №43. Модернизация участка тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) от ТК-1 до д.1, клуба, ТК-2, ТК3, ТК-4 и до почты.			3724,760			
Котельная №58. Модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные).				6988,410		
Модернизация участка тепловых сетей отопления протяженностью 282,36 м с увеличением диаметра с 100 мм до 150 мм для обеспечения прироста тепловой нагрузки на котельной №21	11067,298					

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027-2030	2031-2036
Модернизация участка тепловых сетей ГВС протяженностью 85 м с увеличением диаметра с 75 мм до 100 мм для обеспечения прироста тепловой нагрузки на котельной №21	887,139					

16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения

Мероприятия, обеспечивающие переход от открытых систем теплоснабжения на закрытые системы горячего водоснабжения не предполагаются, так как за отчетный период 22 МКД были переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

17. ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

18. ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Изменения, внесенные при актуализации в Главы 1 Существующие положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения:

Ввиду смены базового года скорректированы тарифы на тепловую энергию, экономические показатели теплоснабжающей организации.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения:

В части перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- скорректирован базовый уровень потребления тепловой энергии;
- скорректирован базовый год;
- скорректированы прогнозы приростов строительных площадей;
- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 3 Электронная модель системы теплоснабжения:

Трассировка тепловых сетей скорректирована и нанесена на карту в соответствии с фактическим расположением.

В Главу 3 обосновывающих материалов были внесены соответствующие изменения в части гидравлического расчета тепловых сетей, построения новых пьезометрических графиков.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей:

В части перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки были внесены следующие изменения:

- скорректированы балансы мощности источников тепловой энергии базового уровня;
- скорректирован базовый год;

- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок;
- откорректированы значения резерва/дефицита мощности источников тепловой энергии.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 5 Мастер план развития системы теплоснабжения:

- внесены изменения в приоритетный сценарий развития системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения;
- скорректирован перечень предлагаемых мероприятий по строительству и реконструкции источников тепловой энергии.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах:

В Главу 6, согласно актуализированным сценариям развития систем теплоснабжения Дружногорского городского поселения, добавлены следующие данные:

- скорректированы перспективные балансы ВПУ котельных Дружногорского городского поселения;
- выполнен перерасчет нормативных потерь теплоносителя для каждого источника;
- скорректированы расчеты объемов аварийной подпитки для котельных Дружногорского городского поселения;
- скорректированы существующие и перспективные максимальные значения расхода сетевой воды.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии:

Согласно актуализированной схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения рассматривался единственный вариант развития системы теплоснабжения на период до 2035 года, так же, как и в предыдущей актуализации.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 9 Предложения по переводу

открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения:

В части предложений по переводу открытых систем горячего водоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения изменений не возникло, так как на момент Актуализации схемы теплоснабжения все системы горячего водоснабжения уже были переведены на закрытые.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 10 перспективные топливные балансы:

Скорректированы топливные балансы согласно новым показателям базового года.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 11 Оценка надежности теплоснабжения:

В рамках рассмотрения вопроса оценки надежности теплоснабжения в программном обеспечении Zulu 8.0 были произведены расчеты, согласно которым были получены следующие показатели надежности для участков тепловых сетей и потребителей:

- средняя частота отказов участков тепловой сети;
- среднее время восстановления отказавших участков;
- вероятность отказов и безотказной работы системы теплоснабжения;
- коэффициент готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки;
- значение недоотпуска тепловой энергии по причине отказов или простоев тепловых сетей.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение:

- скорректированы значения капитальных вложений в реконструкцию участков тепловых сетей.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения:

Глава 13 отражает основные индикаторы развития системы теплоснабжения, все полученные значения основаны на скорректированном ранее базовом уровне потребления тепловой энергии, зафиксированных с момента прошлой актуализации аварий в системах теплоснабжения.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 14 Ценовые (тарифные) последствия:

Глава 14 полностью основана на значениях, полученных в Главе 12 Обосновывающих материалов.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций:

В главе 15, как и в предшествующей актуализации, рассматривается переход к одной единой теплоснабжающей организации – АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

Изменения, внесенные в актуализации Главы 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения:

Глава 16 является обобщающим томом для всех мероприятий, связанных со строительством и реконструкцией объектов схемы теплоснабжения:

– скорректированы мероприятия и капитальные затраты относительно источников тепловой энергии;

– скорректированы мероприятия и капитальные затраты на реконструкцию и строительство новых участков тепловых сетей.