

## Центр Энергосбережения

190005, Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская пр., д. 25 лит.А

Тел./факс +7 (812) 712-65-09; 712-65-39

E-mail: [esc@esc-spb.ru](mailto:esc@esc-spb.ru)

Свидетельство: СРО-010-011/2010 от 25.08.2010 г.

СРО НП «СОВЕТ ЭНЕРГОАУДИТОРСКИХ ФИРМ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

# СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПУДОСТЬСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

### ЗАКАЗЧИК

ОАО «Коммунальные системы  
Гатчинского района»  
Генеральный директор

\_\_\_\_\_/ Бойко А.И. /

### ИСПОЛНИТЕЛЬ

ООО «ЦЭС»

Генеральный директор

\_\_\_\_\_/ Степанов С.И. /

Ленинградская область

2014

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	9
1.1. Функциональная структура теплоснабжения .....	9
1.2. Источники тепловой энергии .....	11
1.2.1. Котельная №50 пос. Пудость .....	11
1.2.2. Котельная №51 пос. Терволово.....	16
1.2.3. Котельная №31 дер. Большое Рейзино.....	21
1.2.4. Котельная №38 дер. Ивановка .....	26
1.2.5. Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка.....	31
1.2.6. Котельная ОАО «Терволово́ский лесной питомник».....	35
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	38
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии .....	38
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	39
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 .....	50
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях...	65
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов .....	65
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	66
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	68
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	68
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей.....	69
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей .....	73
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	73
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.....	74
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	80
1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.....	82
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	83
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям .....	83
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.....	84
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	84
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	84
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	84

1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	84
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	86
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	92
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха .....	92
1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	95
1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	95
1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	96
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	99
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	99
1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	100
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя.....	101
1.7. Балансы теплоносителя .....	102
1.7.1. Утвержденные 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 .....	102
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом...	106
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	106
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	108
1.9. Надежность теплоснабжения.....	108
1.9.1. Методика и показатели надежности .....	108
1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения.....	109
1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения .....	109
1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения:.....	112
1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения.....	112
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	114
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	115
1.11.1. Динамика утвержденных 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.....	115
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	117

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	120
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей. ....	120
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа .....	120
2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	121
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения. ....	121
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 .....	123
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	126
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.....	130
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе .....	130
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах .....	142
2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	142
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения .....	144
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене .....	145
3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА..	148
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ НАГРУЗКИ.....	153
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	153
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией	

существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода .....	161
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	171
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	175
6.1. Общие положения.....	175
6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	176
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	180
6.1. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	181
6.2. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	181
6.3. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	181
6.4. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии .....	182
6.5. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения .....	182
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ.....	184
7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности .....	184
7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	184
7.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	185
7.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	185
7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	185
7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	196

8.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....	204
8.1.	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, городского округа.....	204
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива .....	211
9.	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	212
10.	ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	216
10.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	216
10.2.	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности .....	241
10.3.	Расчет эффективности инвестиций .....	242
10.3.1.	Методика оценки эффективности инвестиций .....	242
10.3.2.	Экономическое окружение проекта .....	243
10.3.3.	Оценка эффективности инвестиций.....	244
10.4.	Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	250
11.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ .....	257

## **ВВЕДЕНИЕ**

Схема теплоснабжения Пудостьского сельского поселения выполнена на основании Технического задания к договору № 10-10/14 от 13.10.2014 г. (приложение А).

Проект схемы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения на перспективу до 2030 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".

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.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

- распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой

нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

- внесение изменений в схему теплоснабжения в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

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

## **1.1. Функциональная структура теплоснабжения**

Пудостьское сельское поселение — муниципальное образование на северо-западе Гатчинского района Ленинградской области. Административный центр — посёлок Пудость. Общая численность населения 9050 человек. На территории поселения находятся 28 населённых пунктов — 3 посёлка и 25 деревень.

На территории Пудостьского сельского поселения расположено шесть систем централизованного теплоснабжения:

- СТ котельной №50 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в п. Пудость.
- СТ котельной №51 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в п. Терволово.
- СТ котельной №31 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в деревне Большое Рейзино.
- СТ котельной №38 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» г. Гатчина, расположенная в деревне Ивановка.
- СТ котельной ЛОГП «Гатчинское ДРСУ», расположенная в п. Мыза Ивановка.
- СТ котельной ОАО «Терволово-лесной питомник», расположенная в поселке Терволово.

В границах Пудостьского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и ОАО «Терволово-лесной питомник».

ОАО «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.

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и ОАО «Терволовский лесной питомник» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных.

Структура договорных отношений в сфере теплоснабжения на территории Пудостьского сельского поселения представлена на рисунке 1.1.

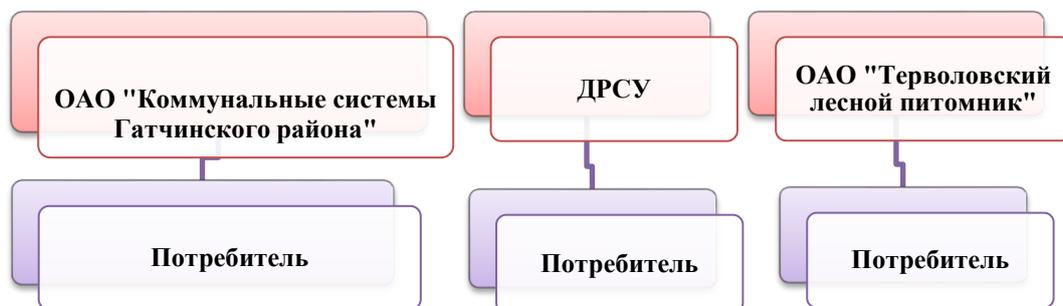


Рисунок 1.1. Структура договорных отношений

На территориях Пудостьского сельского 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.

## 1.2. Источники тепловой энергии

### 1.2.1. Котельная №50 пос. Пудость

#### 1.2.1.1. Структура основного оборудования

На котельной №50 установлено пять паровых котлов ДКВР-6,5-13. В 2000 году два из них выведены из эксплуатации, в работе находятся котлы №1, №2 и №3.

Котлы предназначены для выработки насыщенного или слабоперегретого пара, идущего на технологические нужды промышленного предприятия, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с максимальной температурой перегретого пара 225°С при допустимом рабочем давлении 1,3 МПа.

Котлы оборудованы горелочными устройствами ГМГ-4М (по 2 штуки на каждом котлоагрегате).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №50 пос. Пудость

№ котла	1	2	3
Марка котла	ДКВр-6,5-13 ГМ	ДКВр-6,5-13 ГМ	ДКВр-6,5-13 ГМ
Год ввода в эксплуатацию	1967	1967	1967
Теплопроизводительность, МВт	4,5	4,5	4,5
Теплопроизводительность, Гкал/час	3,64	3,64	3,64
Максимальное избыточное давление воды, МПа	1,3	1,3	1,3
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	100	100	100
Максимальная температура пара на выходе из котла, °С	225	225	225

#### 1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной установлено три паровых котла ДКВр-6,5-13 ГМ теплопроизводительностью 4,5 МВт (3,64 Гкал/час). Установленная мощность составляет 12,5 МВт (10,92 Гкал/час).

### ***1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности***

Котлы №4 и №5 выведены из эксплуатации в 2000 году. В настоящее время работают котлы №1, №2 и №3. Ограничения тепловой мощности находящихся в работе котлов отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 12,5 МВт (10,92 Гкал/час).

### ***1.2.1.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто***

Потребление тепловой мощности котельной №50 на собственные нужды составляет 0,46 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 10,46 Гкал/час.

### ***1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса***

Котельная была построена в 1967 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1967 года.

### ***1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура***

На котельной №50 пос. Пудость установлено три паровых котла ДКВр-6,5-13 ГМ.

Котлоагрегаты работают в паровом и водогрейном режимах, система теплоснабжения 4-х трубная водяная.

Приготовление теплоносителя на нужды отопления происходит в пароводяных подогревателях, приготовление теплоносителя на нужды ГВС происходит за счет подачи пара открытым способом в баки-аккумуляторы. Кроме того, котельная подает пар на производственные нужды предприятия. Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.2.

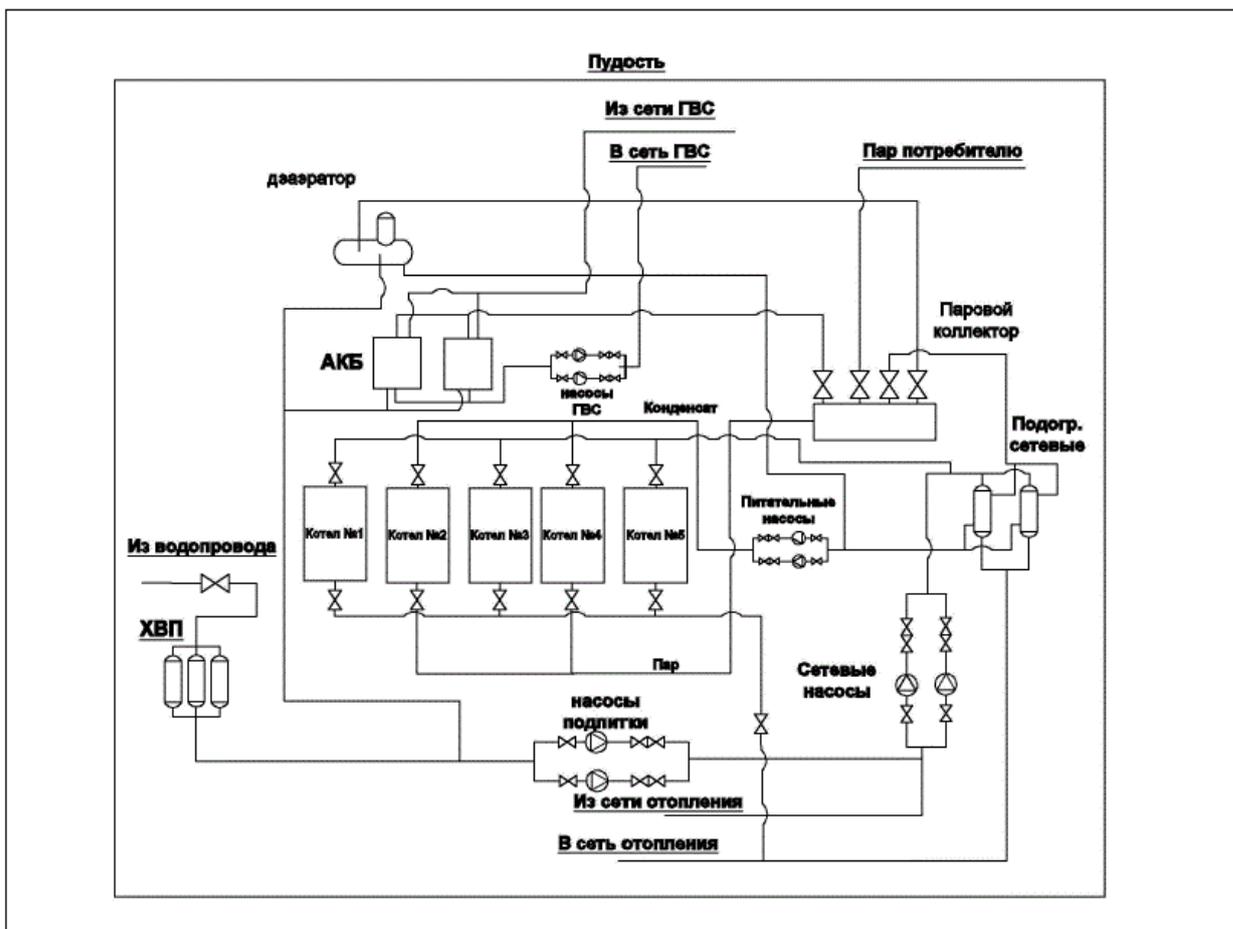


Рисунок 1.2. Тепловая схема котельной №50 пос. Пудость.

**1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Система теплоснабжения котельной №50 - четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №50 пос. Пудость осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №50 представлен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №50

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### **1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования**

В настоящее время на котельной №50 пос. Пудость работают 3 паровых котла ДКВр-6,5-13 ГМ. Суммарное время работы котельной за год составляет 8424 часа. Сведения о времени работы котельной №50 пос. Пудость представлены в таблице 1.3.

**Таблица 1.3.** Сведения о времени работы котельной №50

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	144	310
Июнь	-	720	720
Июль	-	744	744
Август	-	744	744
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
<b>Среднегодовые значения</b>	<b>5280</b>	<b>3144</b>	<b>8424</b>

**1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

**1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Данные по аварийным ситуациям на котельной №50 пос. Пудость представлены в таблице 1.4.

**Таблица 1.4.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №50 пос. Пудость

Месяц	2011	2012	2013
Январь	0	0	5
Февраль	2	0	0
Март	0	3	1
Апрель	0	0	0
Май	1	0	1
Июнь	2	0	0
Июль	0	0	1
Август	0	1	1
Сентябрь	0	0	2
Октябрь	0	1	1
Ноябрь	0	1	1
Декабрь	0	0	1
<b>Итого</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>14</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №50 пос. Пудость отсутствуют.

## **1.2.2. Котельная №51 пос. Терволово**

### **1.2.2.1. Структура основного оборудования**

Основным энергетическим оборудованием котельной являются котлоагрегаты марки ДКВр-6,5/13 (3 шт.) и КВ-ГМ-1100 (на ГВС).

Котлы ДКВр-6,5/13 предназначены для выработки насыщенного или слабоперегретого пара, идущего на технологические нужды промышленного предприятия, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с максимальной температурой перегретого пара 225°C при допустимом рабочем давлении 1,3 МПа. Котлы оборудованы горелочными устройствами ГМГ-4М (по 2 штуки на каждом котлоагрегате).

Тип котлов КВ-ГМ-1100- водотрубный, горизонтальный с принудительной циркуляцией, с одноходовым движением газов. Максимальная температура теплоносителя 95°C при допустимом рабочем давлении 0,7 МПа. Котел оснащен горелочным устройством Weishaupt G7/1-D (1,55 МВт).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.5.

**Таблица 1.5.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №51 пос. Терволово

<b>№ котла</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Марка котла	ДКВр-6,5-13 ГМ	ДКВр-6,5-13 ГМ	ДКВр-6,5-13 ГМ	КВ-ГМ-1100
Год ввода в эксплуатацию	1967	1967	1967	1967
Теплопроизводительность, МВт	4,5	4,5	4,5	1,1
Теплопроизводительность, Гкал/час	3,85	3,85	3,85	0,94
Максимальное избыточное давление воды (пара), МПа	1,3	1,3	1,3	0,7
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60	60	70
Максимальная температура воды (пара) на выходе из котла, °С	225	225	225	95

#### ***1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки***

На котельной установлено три паровых котла ДКВр-6,5-13 ГМ теплопроизводительностью 4,5 МВт (3,85 Гкал/час) каждый и один водогрейный КВ-ГМ-1100, 1,1 МВт (0,94 Гкал/час). Установленная мощность котельной составляет 14,5 МВт (12,47 Гкал/ч).

#### ***1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности***

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 14,5 МВт (12,47 Гкал/час).

#### ***1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто***

Потребление тепловой мощности на котельной №51 составляет 0,21 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 12,26 Гкал/час.

#### ***1.2.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса***

Котельная была построена в 1967 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1967 года.

#### ***1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок***

Котлоагрегаты ДКВр-6,5/13 работают в паровом режиме, КВГМ-1100 в водогрейном (осуществляет приготовление воды на нужды ГВС), система теплоснабжения 4-х трубная водяная. Приготовление теплоносителя на нужды отопления происходит в пароводяных подогревателях, приготовление теплоносителя на нужды ГВС происходит посредством теплообмена котловой воды водогрейного котла КВГМ-1100, обратной воды из системы ГВС и исходной воды в пластинчатом теплообменном аппарате ТПР-0,13. Зимой паровые и водогрейные котлы работают парно, теплоснабжение осуществляется на нужды отопления и ГВС. С окончанием отопительного сезона в работе остаётся один водогрейный котёл КВГМ-1110.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.3.

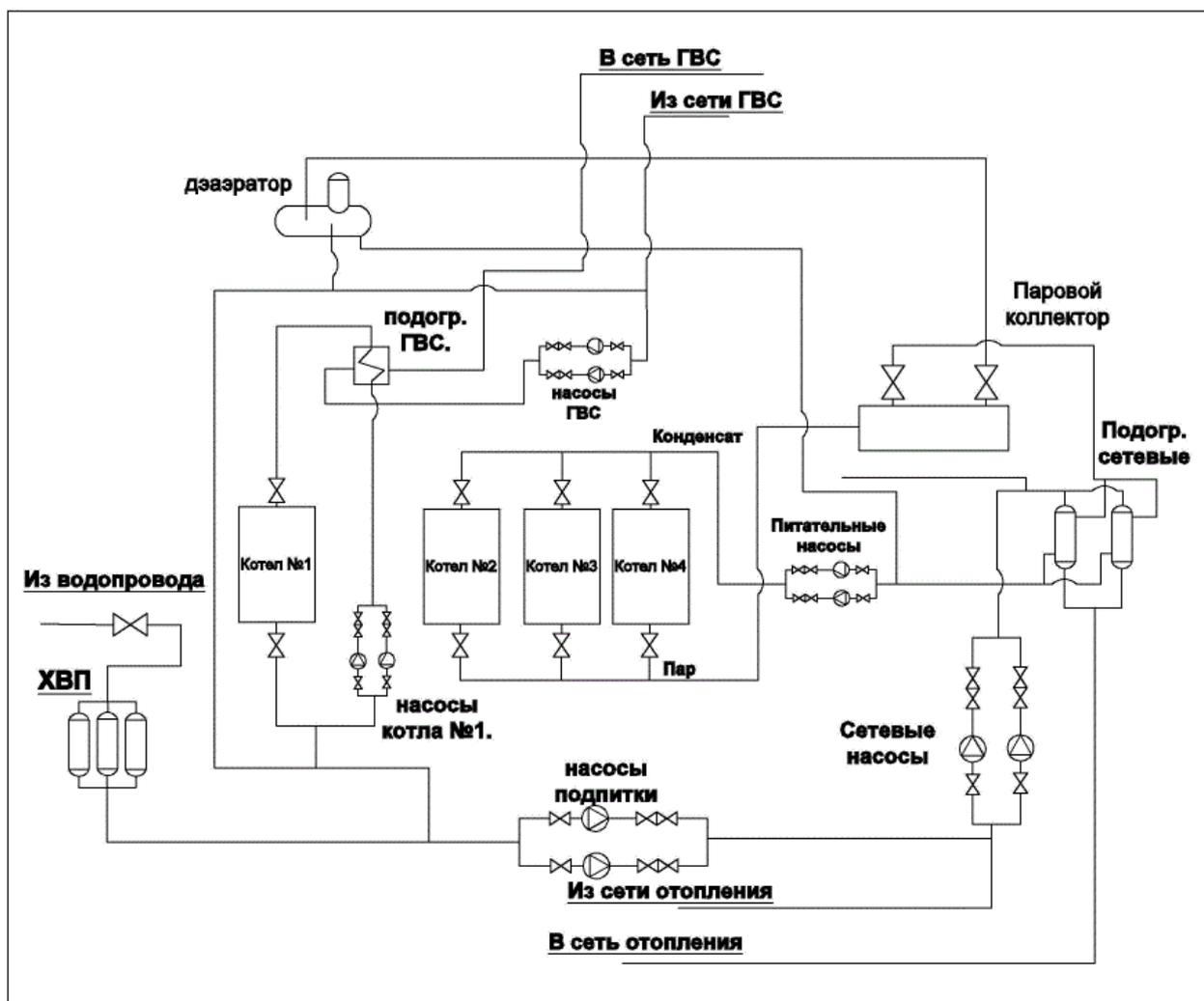


Рисунок 1.3. Тепловая схема котельной №51 пос. Терволово.

**1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Система теплоснабжения котельной №51 - четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №51 пос. Терволово осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №51 представлен в таблице 1.6.

**Таблица 1.6.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №51

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

### 1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №51 пос. Терволово работают три паровых котла ДКВр-6,5-13 ГМ и один водогрейный КВ-ГМ-1100. Суммарное время работы котельной за год составляет 8424 часа. Сведения о времени работы котельной №51 пос. Терволово представлены в таблице 1.7.

**Таблица 1.7.** Сведения о времени работы котельной №51

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	312	576
Июнь	-	552	552
Июль	-	744	744
Август	-	744	744
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
<b>Среднегодовые значения</b>	<b>5280</b>	<b>3144</b>	<b>8424</b>

### 1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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 №51 пос. Терволово представлены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №51 пос. Терволово

Месяц	2011	2012	2013
Январь			1
Февраль			
Март			
Апрель			

Месяц	2011	2012	2013
Май			
Июнь			1
Июль			
Август			
Сентябрь	5		
Октябрь			
Ноябрь			
Декабрь		7	
<b>Итого</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>2</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №51 пос. Терволово отсутствуют.

**1.2.3. Котельная №31 дер. Большое Рейзино.**

**1.2.3.1. Структура основного оборудования**

На котельной №31 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-1,1. Тип котлов КВ-ГМ-1100 - водотрубный, горизонтальный с принудительной циркуляцией, с одноходовым движением газов. Максимальная температура теплоносителя 95°C при допустимом рабочем давлении 0,7 МПа.

Котлы оборудованы газовыми горелками ГГ-1. Номинальная тепловая мощность горелки ГГ-1 составляет 1,1 МВт или 1,02 Гкал/ч.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.9.

**Таблица 1.9.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №31 дер. Большое Рейзино.

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-1,1	КВ-ГМ-1,1
Год ввода в эксплуатацию	1971	1971
Теплопроизводительность, МВт	1,1	1,1
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,94	0,94
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,7	0,7
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70	70
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	95	95

**1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-1,1 теплопроизводительностью 1,1 МВт (0,94 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 2,2 МВт (1,88 Гкал/ч).

**1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 2,2 МВт (1,88 Гкал/час).

**1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Потребление тепловой мощности на собственные нужды на котельной №31 составляет 0,04 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 1,84 Гкал/час.

**1.2.3.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Котельная была построена в 1971 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1971 года.

**1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок**

Котельная работает по двухтрубной схеме теплоснабжения, отбор на ГВС отсутствует.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.4.

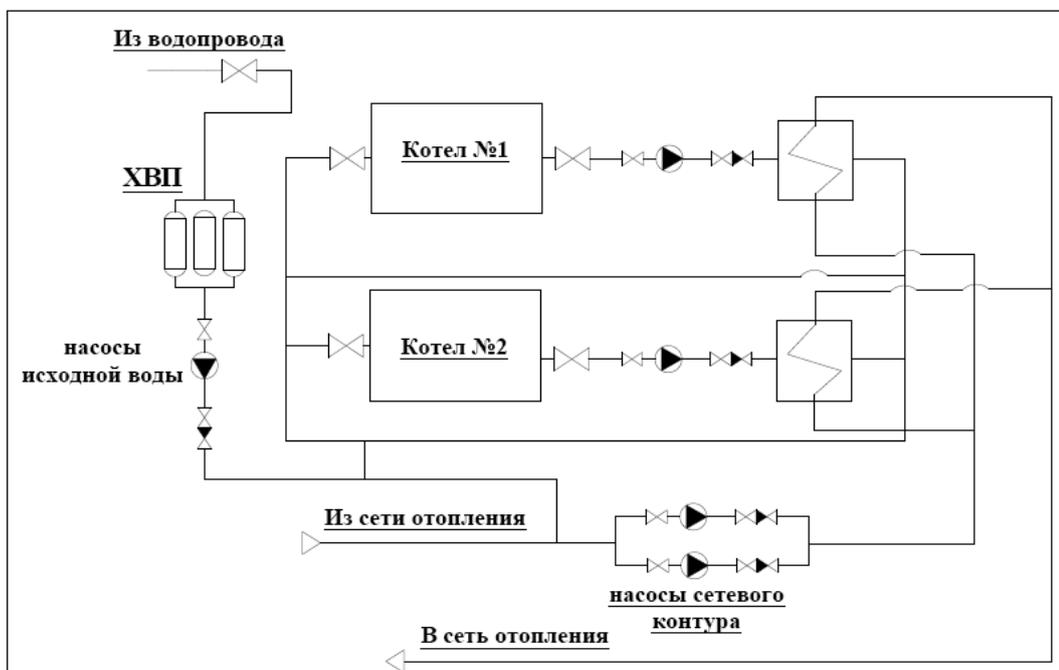


Рисунок 1.4. Тепловая схема котельной №31 дер. Большое Рейзино.

**1.2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Система теплоснабжения котельной №31 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период, отбор тепла на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №31 представлен в таблице 1.10.

**Таблица 1.10.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №31.

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### **1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования**

В настоящее время на котельной №31 дер. Большое Резино работают 2 водогрейных котла КВ-ГМ-1,1. Суммарное время работы котельной за год составляет 5280 часа. Сведения о времени работы котельной №31 дер. Большое Рейзино представлены в таблице 1.11.

**Таблица 1.11.** Сведения о времени работы котельной №31

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	-	264
Июнь	-	-	-
Июль	-	-	-
Август	-	-	-
Сентябрь	-	-	-
Октябрь	672	-	672
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
<b>Среднегодовые значения</b>	<b>5280</b>		<b>5280</b>

**1.2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

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 №31 дер. Большое Рейзино представлены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №31 дер. Большое Рейзино.

Месяц	2011	2012	2013
Январь			
Февраль			
Март			
Апрель	1		
Май			
Июнь			
Июль			
Август	1	1	1
Сентябрь			1
Октябрь			
Ноябрь		1	
Декабрь			
<b>Итого</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №31 дер. Большое Рейзино отсутствуют.

## **1.2.4. Котельная №38 дер. Ивановка**

### **1.2.4.1. Структура основного оборудования**

На котельной №38 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-7,56-150. Котлы предназначены для получения горячей воды давлением до 1,0 МПа и температурой 150 (115)°С, используемой в системах отопления жилых, общественных и производственных зданий. Котлы оборудованы подовыми горелками.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.13.

**Таблица 1.13.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №38 дер. Ивановка

<b>№ котла</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Марка котла	КВ-ГМ-7,56-150	КВ-ГМ-7,56-150
Год ввода в эксплуатацию	1995	1995
Теплопроизводительность, МВт	7,5	7,5
Теплопроизводительность, Гкал/час	6,45	6,45
Максимальное избыточное давление воды, МПа	1,35	1,35
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70	70
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	150	150

### **1.2.4.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

На котельной №38 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-7,56-150 мощностью 7,5МВт (6,45Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 15 МВт (12,9 Гкал/час).

#### ***1.2.4.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности***

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 15 МВт (12,9 Гкал/час).

#### ***1.2.4.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто***

Потребление тепловой мощности на собственные нужды на котельной №38 составляет 0,05 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 12,85 Гкал/час.

#### ***1.2.4.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса***

Котельная была построена в 1995 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1995 года.

#### ***1.2.4.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок***

На котельной №38 дер. Ивановка установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-7,56-150.

Котельная работает по четырехтрубной схеме теплоснабжения. Утечки теплоносителя в контуре отопления компенсируются подпиткой. Аккумуляторные баки заполняются обратной водой из сети ГВС, вода из баков подается на теплообменник и используется повторно. В котельной установлен пластинчатый разборный теплообменный аппарат ТПР-0,13 (площадь поверхности нагрева 4,84 м<sup>2</sup>, который используется для приготовления воды на нужды ГВС поселка.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.5.

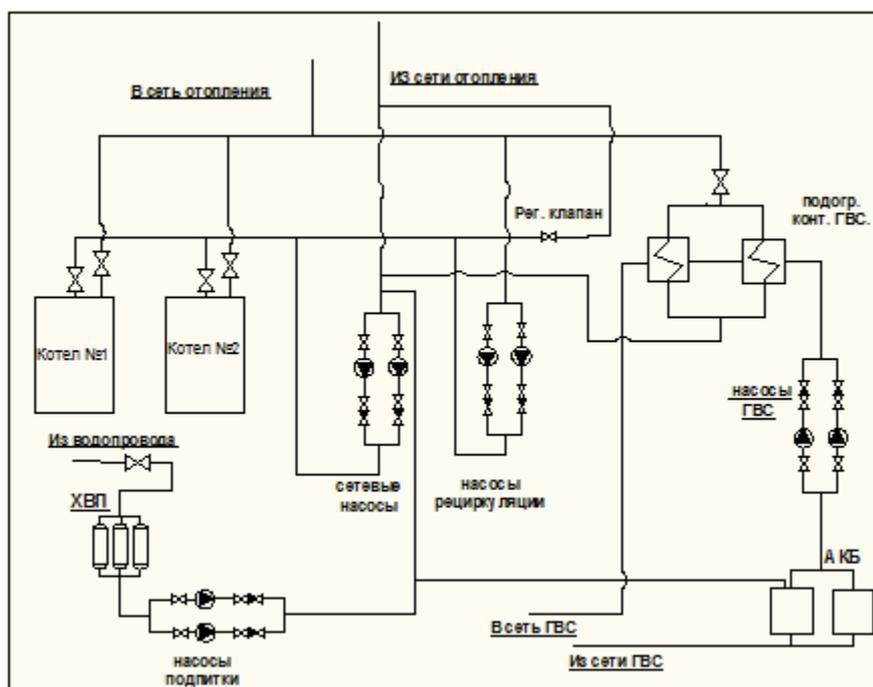


Рисунок 1.5. Тепловая схема котельной №38 дер. Ивановка.

**1.2.4.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Система теплоснабжения котельной №38 - четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №38 дер. Ивановка осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №38 представлен в таблице 1.14.

**Таблица 1.14.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №38

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### **1.2.4.8. Среднегодовая нагрузка оборудования**

В настоящее время на котельной №38 дер. Ивановка установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-7,56-150.

Суммарное время работы котельного оборудования за год составляет 8424 часов. Сведения о нагрузке основного оборудования котельной №38 дер. Ивановка представлены в таблице 1.15

**Таблица 1.15.** Сведения о времени работы котельной №38 дер. Ивановка

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	480	744
Июнь	-	720	720
Июль	-	528	528
Август	-	624	624
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
<b>Среднегодовые значения</b>	<b>5280</b>	<b>3144</b>	<b>8424</b>

**1.2.4.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

**1.2.4.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Данные по аварийным ситуациям на котельной №38 дер. Ивановка представлены в таблице 1.16.

**Таблица 1.16.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №38 дер. Ивановка.

Месяц	2011	2012	2013
Январь			
Февраль			
Март	4		
Апрель	1		
Май	2		
Июнь	2		
Июль	1		2
Август			
Сентябрь			
Октябрь			
Ноябрь			
Декабрь			2
<b>Итого</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>4</b>

#### **1.2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №38 дер. Ивановка отсутствуют.

### **1.2.5. Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка.**

#### **1.2.5.1. Структура основного оборудования**

На котельной ДРСУ установлено три водогрейных котла НР-18. Котлы НР-18 выдерживают давление – 0,6 МПа и работают с температурой воды – 5-100°С.

Такие котлы конструируются без барабанов и выполняются из предварительно изогнутых или прямых сваренных труб.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.17.

**Таблица 1.17.** Технические характеристики котельного оборудования котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка.

<b>№ котла</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Марка котла	НР-18	НР-18	НР-18
Год ввода в эксплуатацию	2011	2006	2010
Теплопроизводительность, МВт	1,16	1,16	1,16
Теплопроизводительность, Гкал/час	1	1	1
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,6	0,6	0,6
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	5	5	5
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	90	90	90

#### **1.2.5.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

На котельной установлено три водогрейных котла НР-18 теплопроизводительностью 1,163 МВт (1 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 3,5 МВт (3 Гкал/час).

### ***1.2.5.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности***

Ограничения тепловой мощности связаны с выходом из строя котла №2 в феврале 2012 года. Располагаемая мощность котельной составляет 2,326 МВт (2 Гкал/час).

### ***1.2.5.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто***

Потребление тепловой мощности на собственные нужды на котельной ДРСУ составляет 0,03 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 2,25 МВт (1,97 Гкал/час).

### ***1.2.5.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования***

Котлоагрегаты №1 и №3 находятся в эксплуатации с 2011 и 2010 года соответственно.

### ***1.2.5.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок***

На котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка в работе два водогрейных котла. Тепловая схема котельной одноконтурная, производится выработка тепловой энергии на отопление. Циркуляция теплоносителя обеспечивается центробежным насосом FCE 40-160-15. Потери сетевой воды компенсируются из резервной емкости подпитки, оптимальный уровень воды в которой поддерживается насосной станцией «Аквалио» АДВ-35. Система водоподготовки в котельной отсутствует.

### ***1.2.5.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя***

Система теплоснабжения котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период, отбор тепла на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной ДРСУ представлен в таблице 1.18.

**Таблица 1.18.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной ДРСУ.

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### **1.2.5.8. Среднегодовая загрузка оборудования**

В настоящее время на котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка работают 2 водогрейных котла НР-18. Суммарное время работы котельной за год составляет 5280 часа. Сведения о времени работы котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка представлены в таблице 1.19.

**Таблица 1.19.** Сведения о времени работы котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	-	264
Июнь	-	-	-
Июль	-	-	-
Август	-	-	-
Сентябрь	-	-	-
Октябрь	672	-	672
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
<b>Среднегодовые значения</b>	<b>5280</b>		<b>5280</b>

#### **1.2.5.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Прибор учета отпуска тепла на котельной не установлен. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

#### **1.2.5.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Данные по аварийным ситуациям на котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка не предоставлены.

#### **1.2.5.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка отсутствуют.

## 1.2.6. Котельная ОАО «Герволовский лесной питомник»

### 1.2.6.1. Структура основного оборудования

На котельной ОАО «Герволовский лесной питомник» (далее «ТЛП») установлено три водогрейных котла НР-18, работающих на дровах. Котлы НР-18 применяются для теплоснабжения промышленных и гражданских зданий. Выдерживают давление – 0,6 МПа и работают с температурой воды – 5-100°С.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.20.

**Таблица 1.20.** Технические характеристики котельного оборудования котельной ОАО «ТЛП»

№ котла	1	2	3
Марка котла	НР-18	НР-18	НР-18
Теплопроизводительность, МВт	0,7	0,7	0,7
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,6	0,6	0,6
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,6	0,6	0,6
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	5	5	5
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	95	95	95

### 1.2.6.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной установлено три водогрейных котла НР-18 теплопроизводительностью 0,7 МВт (0,6 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 2,1 МВт (1,8 Гкал/час).

### 1.2.6.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности связаны с выходом из строя котла №3 и переводом котла №2 на уголь, из-за невозможности поставок которого котел не эксплуатируется. В настоящее время в эксплуатации на котельной находится один котел, работающий на дровах. Располагаемая мощность котельной составляет 0,7 МВт (0,6 Гкал/час).

**1.2.6.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Потребление тепловой мощности на собственные нужды на котельной ОАО «ТЛП» составляет 0,006 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 0,69 МВт (0,594 Гкал/час).

**1.2.6.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию более 30 лет назад.

**1.2.6.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок**

На котельной ОАО «ТЛП» в работе один дровяной водогрейный котел. Тепловая схема котельной одноконтурная, производится выработка тепловой энергии на отопление. Циркуляция теплоносителя обеспечивается центробежным насосом К20/30. Потери сетевой воды компенсируются из резервной емкости подпитки, оптимальный уровень воды в которой поддерживается насосной станцией К30/40. Система водоподготовки в котельной отсутствует.

**1.2.6.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Система теплоснабжения котельной - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период, отбор тепла на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной ОАО «ТЛП» представлен в таблице 1.21.

**Таблица 1.21.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной ОАО «ТЛП»

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### ***1.2.6.8. Среднегодовая загрузка оборудования***

В настоящее время на котельной в работе 1 водогрейный котел НР-18, задействованный в производстве тепловой энергии на протяжении всего отопительного периода.

#### ***1.2.6.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети***

Прибор учета отпуска тепла на котельной не установлен. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

#### ***1.2.6.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии***

Данные по аварийным ситуациям на котельной ОАО «ТЛП» не предоставлены.

#### ***1.2.6.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.***

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ОАО «ТЛП» отсутствуют.

### **1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

#### **1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии**

##### ***1.3.1.1. СЦТ котельной №50 пос. Пудость***

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Схема тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость – тупиковая. Протяженность тепловых сетей составляет 10498 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм, минимальный – 48 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,168 м.

##### ***1.3.1.2. СЦТ котельной №51 пос. Терволово***

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 11918 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм,

минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,093 м.

#### **1.3.1.3. СЦТ котельной №31 дер. Большое Рейзино**

Система теплоснабжения – двухтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 3112 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,168 м.

#### **1.3.1.4. СЦТ котельной №38 дер. Ивановка.**

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 9606 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, минимальный – 32 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,102 м.

#### **1.3.1.5. СЦТ котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка**

Система теплоснабжения – двухтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 629 м в однострубно́м исчислении. Наружный диаметр тепловой сети составляет 57 мм.

#### **1.3.1.6. СЦТ котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово**

Система теплоснабжения – двухтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 394 м в однострубно́м исчислении.

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

На территории Пудостьского сельского поселения функционирует 6 источников тепловой энергии, образующие шесть изолированных систем централизованного теплоснабжения:

- котельная №50 пос. Пудость,
- котельная №51 пос. Терволово,
- котельная №31 дер. Большое Рейзино,
- котельная №38 дер. Ивановка,

- котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка,
- котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

Схемы тепловых сетей представлены на рисунках 1.6 - 1.14.

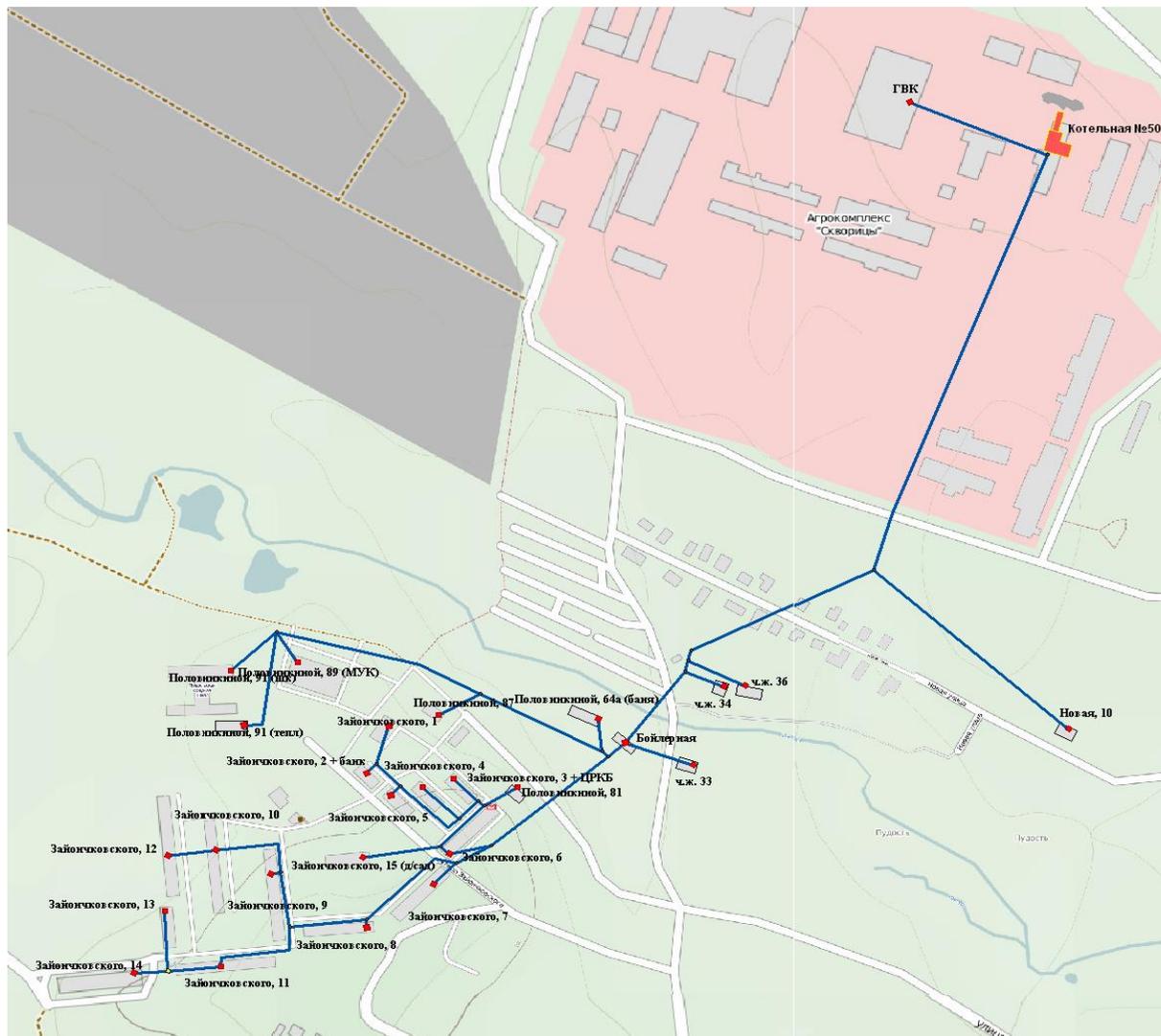


Рисунок 1.6. Схема тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость (контур отопления)

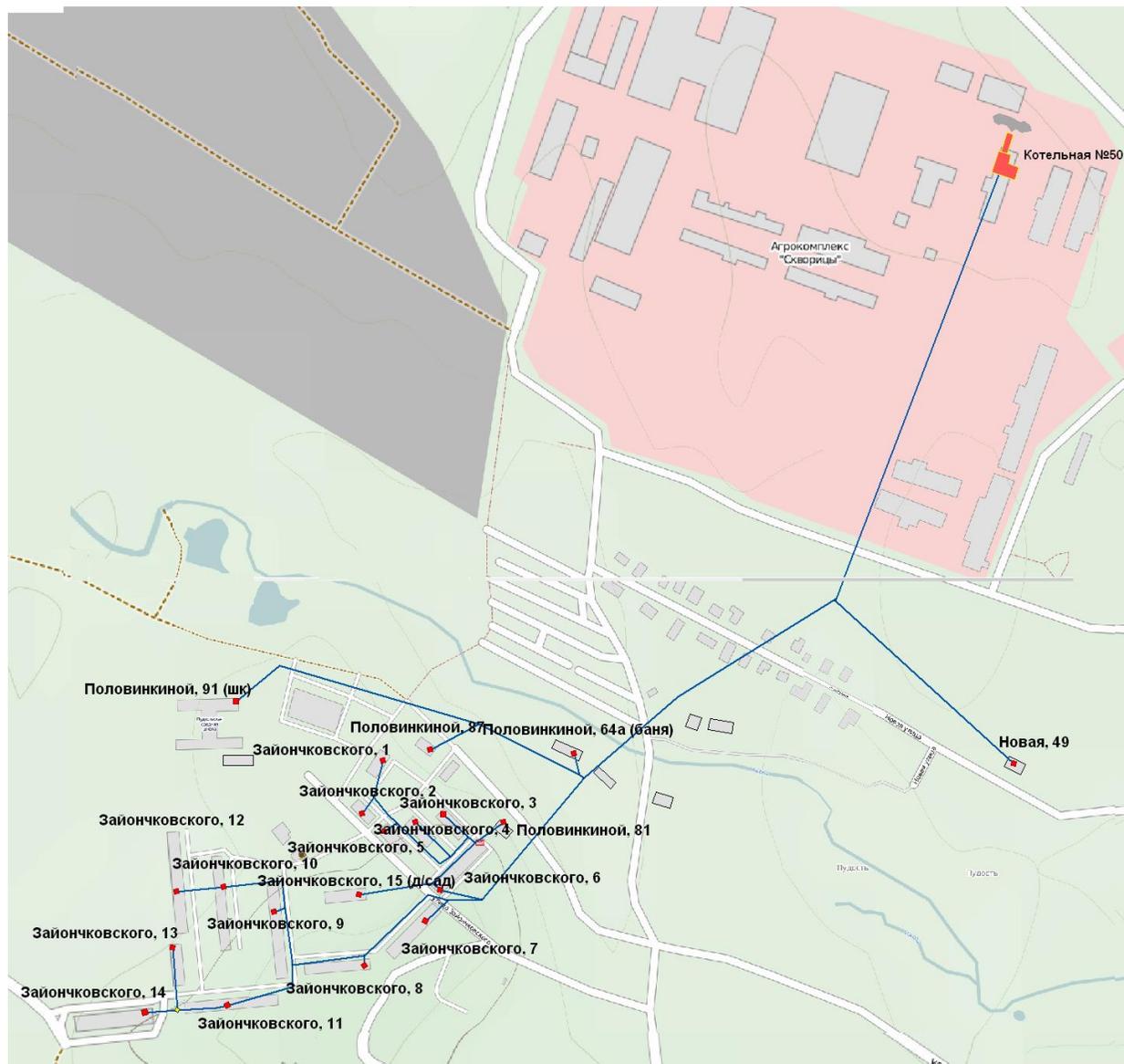


Рисунок 1.7. Схема тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость (контур ГВС)

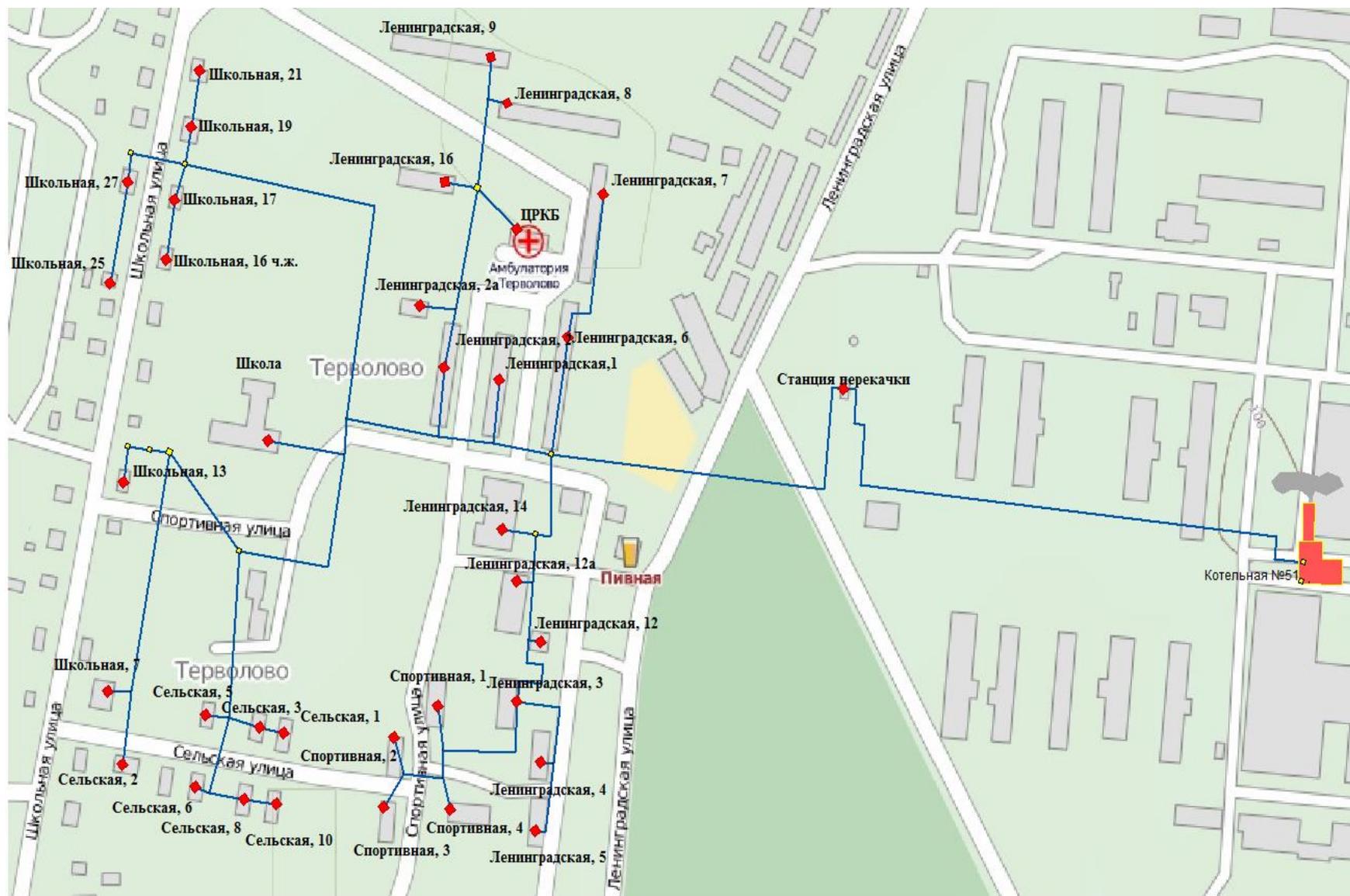


Рисунок 1.8. Схема тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово (контур отопления)



Рисунок 1.9. Схема тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово (контур ГВС)

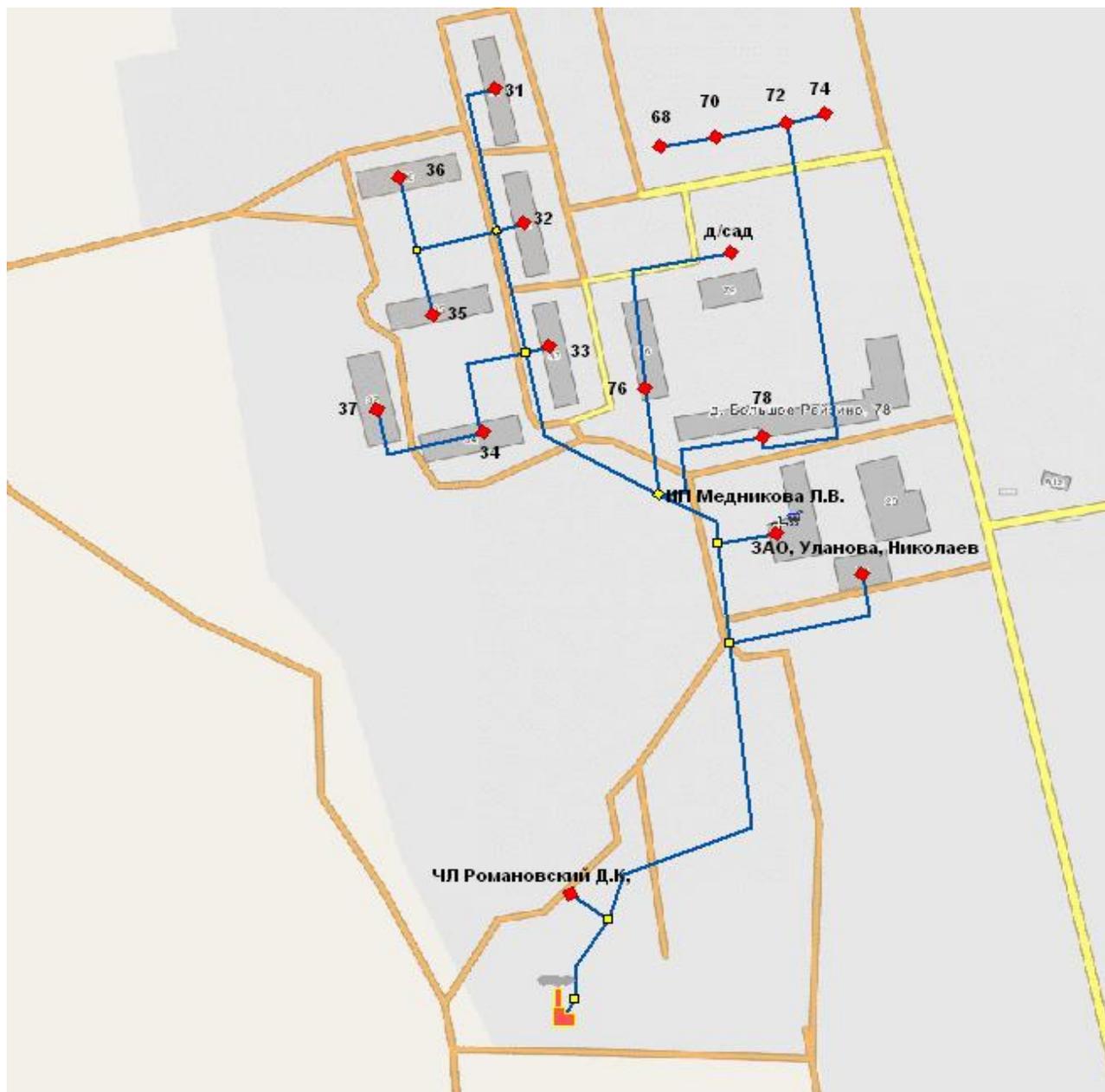


Рисунок 1.10. Схема тепловых сетей котельной №31 дер. Большое Рейзино



Рисунок 1.11. Схема тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка (контур отопления)



Рисунок 1.12. Схема тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка (контур ГВС)

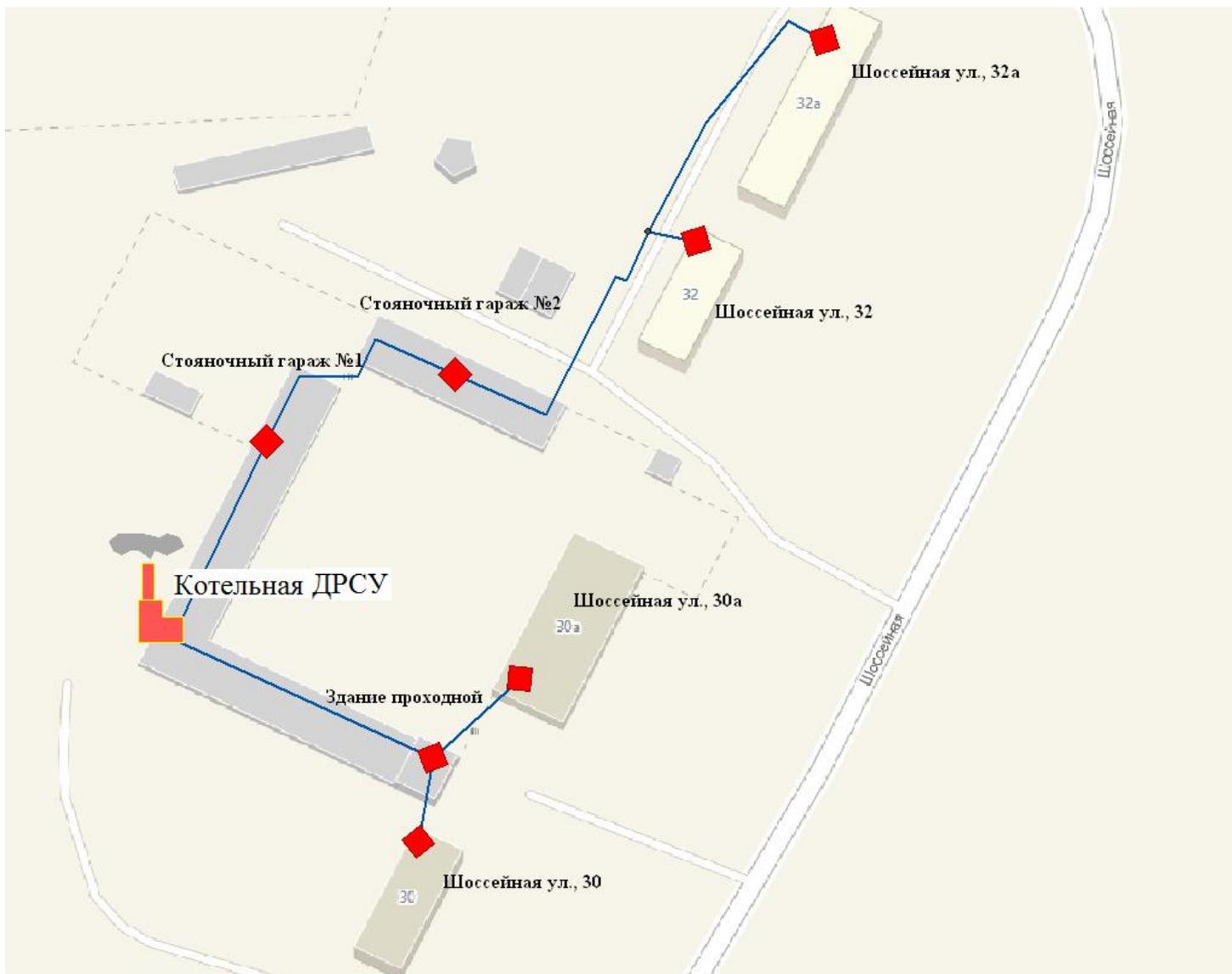


Рисунок 1.13. Схема тепловых сетей котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка

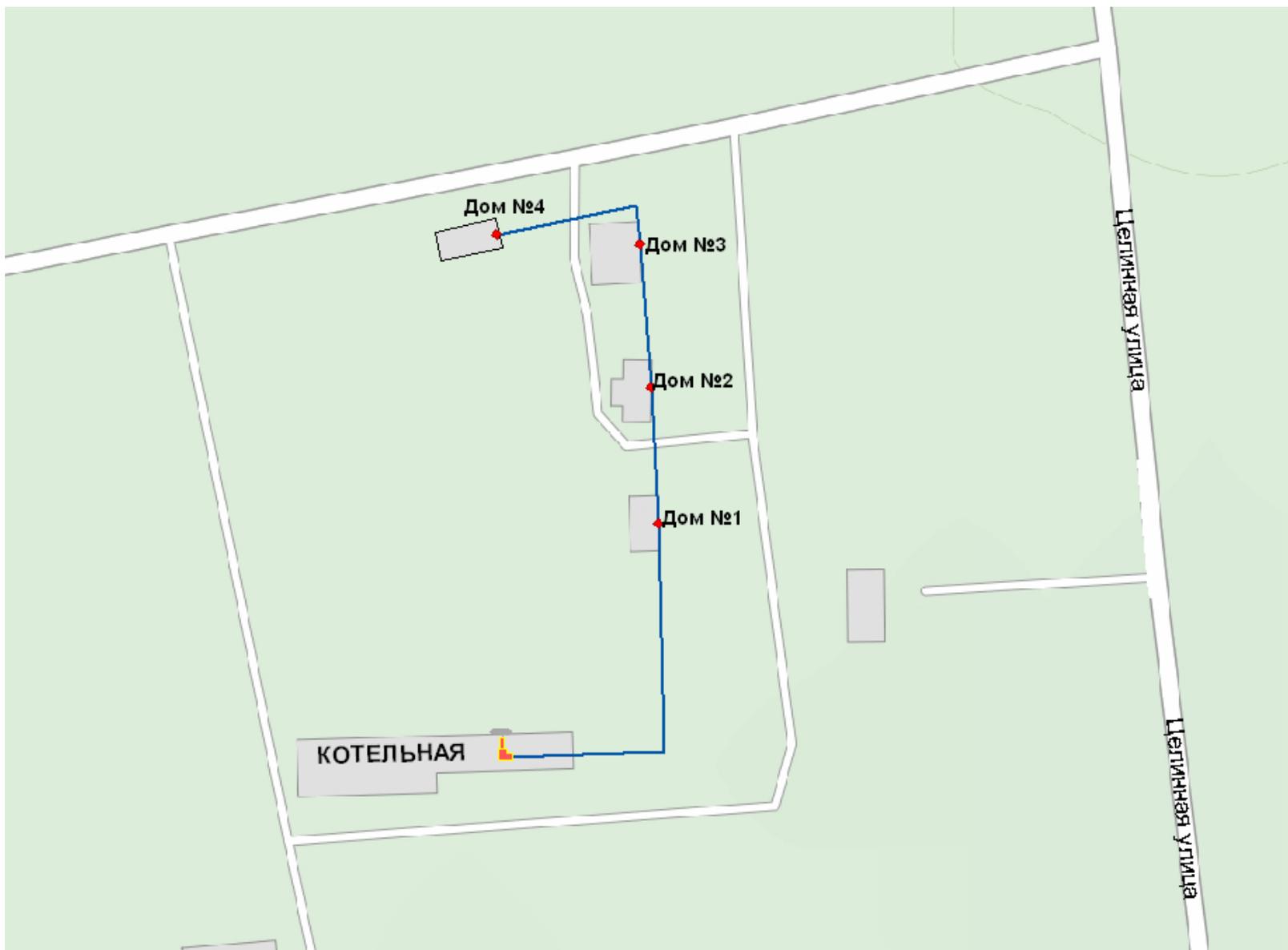


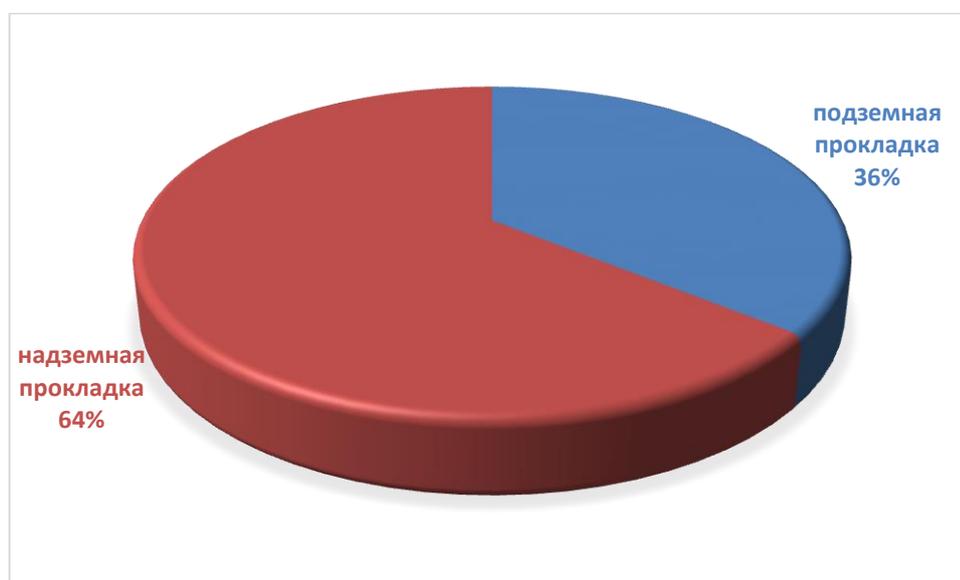
Рисунок 1.14. Схема тепловых сетей котельной ОАО «ТЛШ» пос. Терволово

**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**

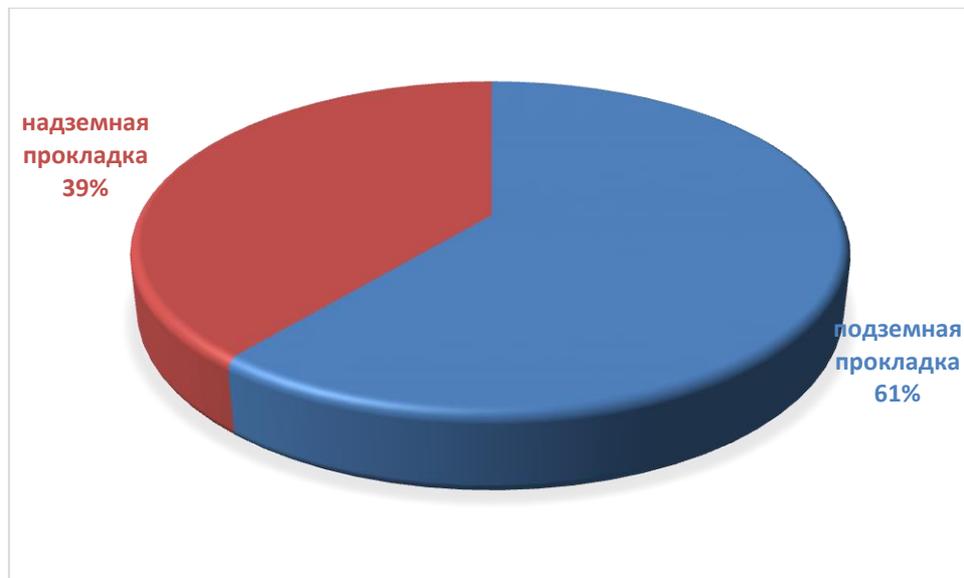
**1.1.1.1. СЦТ котельной №50 пос. Пудость.**

Система теплоснабжения - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.22 и 1.23 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №50 по типу прокладки графически представлено на рисунках 1.15 и 1.16. Как видно из диаграмм, для сетей отопления наиболее часто применяется надземная прокладка, а для сетей горячего водоснабжения - подземная прокладка.



**Рисунок 1.15. Распределение сетей отопления котельной №50 по типу прокладки**



**Рисунок 1.16. Распределение сетей ГВС котельной №50 по типу прокладки**

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.

**Таблица 1.22.** Параметры тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	150	150	138	138	21,94	21,94
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	125	125	229	229	30,46	30,46
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	56	56	6,05	6,05
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	423	423	37,65	37,65
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	200	200	110	110	24,09	24,09
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	канальная	битум-перлит	200	200	205	205	44,90	44,90
7	С 1959 по 1989 г.	подземная	канальная	битум-перлит	125	125	170	170	22,61	22,61
8	С 1959 по 1989 г.	подземная	канальная	битум-перлит	50	50	85	85	4,85	4,85
9	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	300	300	1100	1100	357,50	357,50
10	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	200	200	540	540	118,26	118,26
11	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	125	125	790	790	105,07	105,07
12	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100	68	68	7,34	7,34
13	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	29	29	1,65	1,65
<b>ИТОГО</b>							<b>3943,0</b>	<b>3943,0</b>	<b>782,36</b>	<b>782,36</b>

**Таблица 1.23.** Параметры тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	125		58		7,71	0,00
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100		54		5,83	0,00
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит		100		110	0,00	11,88
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	42	42	3,69	3,69
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	70	70	52	52	3,91	3,91
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	594	594	33,86	33,86
7	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	125		275		36,58	0,00
8	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100		34		3,62	0,00
9	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	70		162		12,31	0,00
10	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид		80		275	0,00	24,48
11	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид		70		34	0,00	2,55
12	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид		50		162	0,00	9,23
13	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	8	8	0,46	0,46
14	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	40	40	29	29	1,39	1,39
<b>ИТОГО</b>							<b>1306,0</b>	<b>1306,0</b>	<b>109,36</b>	<b>91,45</b>

### 1.3.3.2. СЦТ котельной №51 пос. Терволово

Система теплоснабжения - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.24 и 1.25 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №51 по типу прокладки графически представлено на рисунках 1.17 и 1.18. Как видно из диаграмм, для сетей отопления наиболее часто применяется надземная прокладка, а для сетей горячего водоснабжения - подземная прокладка.

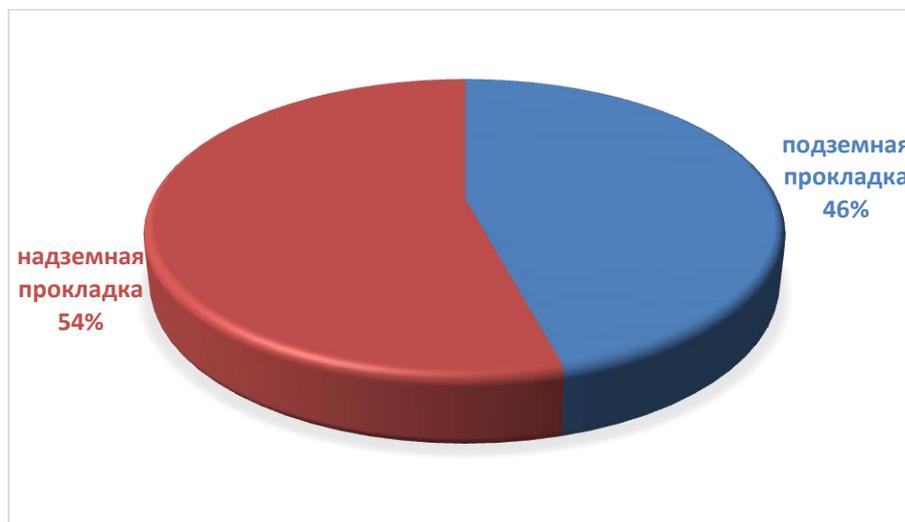


Рисунок 1.17. Распределение сетей отопления котельной №51 по типу прокладки

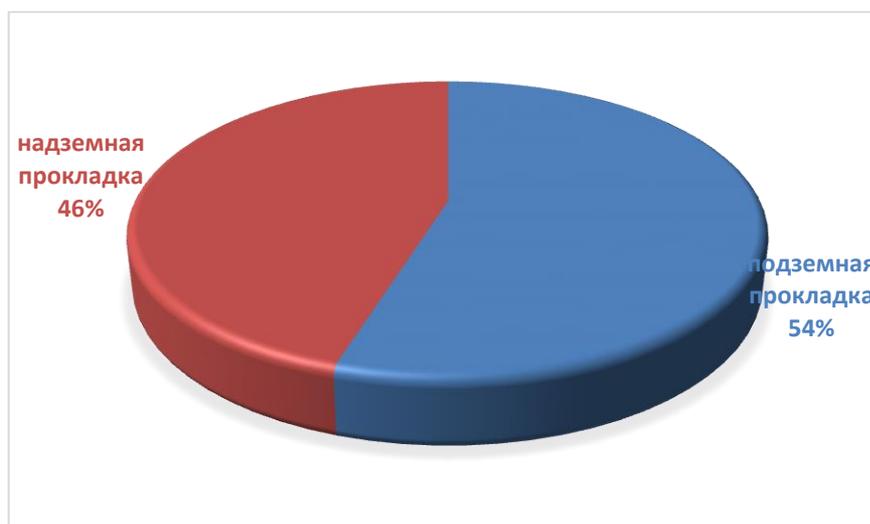


Рисунок 1.18. Распределение сетей ГВС котельной №51 по типу прокладки

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.

**Таблица 1.24.** Параметры тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	150	150	220	220	34,98	34,98
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	125	125	211	211	28,06	28,06
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	194	194	20,95	20,95
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	516	516	45,92	45,92
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	532	532	30,32	30,32
6	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	300	300	66	66	21,45	21,45
7	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	200	200	540	540	118,26	118,26
8	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100	606	606	65,45	65,45
9	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	80	80	224	224	19,94	19,94
10	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	540	540	30,78	30,78
<b>ИТОГО</b>							<b>3649,0</b>	<b>3649,0</b>	<b>416,12</b>	<b>416,12</b>

**Таблица 1.25.** Параметры тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	204		22,03	0,00
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50		204	0,00	11,63
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	1054	1054	60,08	60,08
4	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100	152		16,36	0,00
5	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50		152	0,00	8,64
6	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	900	900	51,30	51,30
<b>ИТОГО</b>							<b>2309,5</b>	<b>2309,5</b>	<b>149,77</b>	<b>131,64</b>

### ***1.3.3.3. СЦТ котельной №31 дер. Большое Рейзино***

Система теплоснабжения - двухтрубная. Нагрузка на ГВС отсутствует.

Параметры тепловых сетей котельной №31 представлены в таблице 1.26. Прокладка тепловых сетей выполнена подземным способом. При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

**Таблица 1.26.** Параметры тепловых сетей котельной №31 дер. Большое Рейзино

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид прокладки (канальная / бесканальная / в помещении)	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	200	200	834	834	182,65	182,65
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	150	150	184	184	29,26	29,26
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	158	158	17,06	17,06
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	326	326	29,01	29,01
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	54	54	3,08	3,08
<b>ИТОГО</b>							<b>1556,0</b>	<b>1556,0</b>	<b>261,06</b>	<b>261,06</b>

#### 1.3.3.4. СЦТ котельной №38 дер. Ивановка

Система теплоснабжения - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.27 и 1.28 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №38 по типу прокладки графически представлено на рисунках 1.19 и 1.20.

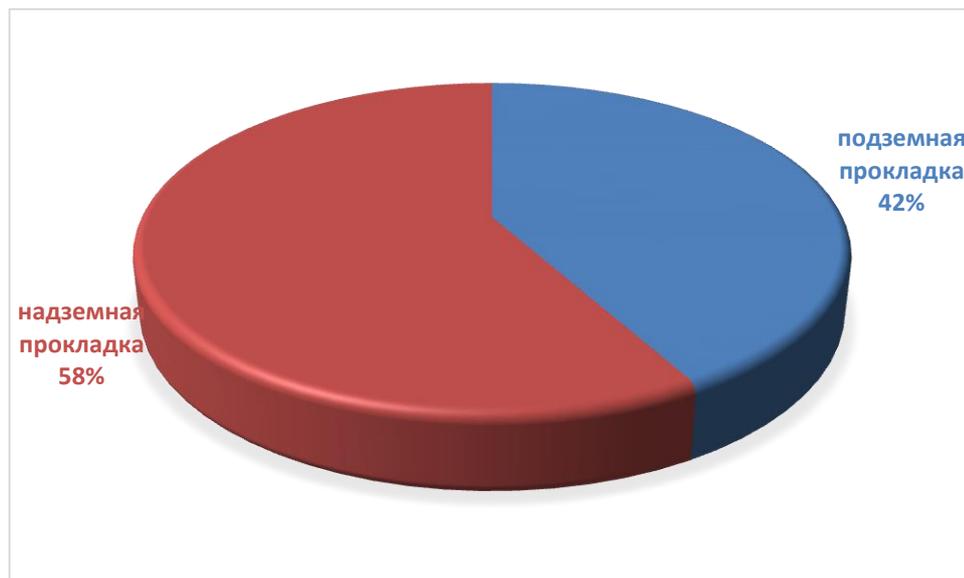


Рисунок 1.19. Распределение сетей отопления котельной №38 по типу прокладки

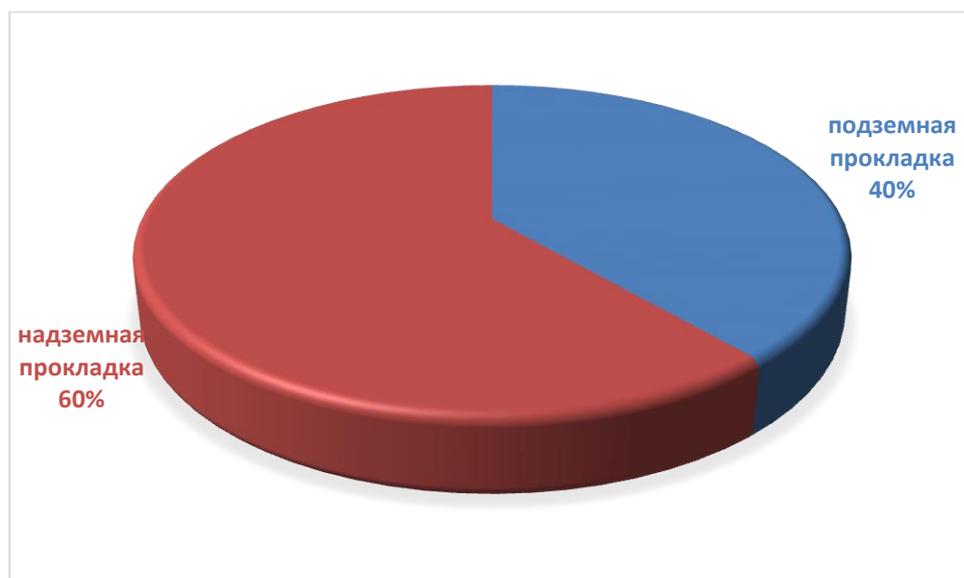


Рисунок 1.20. Распределение сетей ГВС котельной №38 по типу прокладки

Как видно из диаграмм, наиболее часто применяется надземная 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.

**Таблица 1.27.** Параметры тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	125	125	284	284	37,77	37,77
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	87	87	9,40	9,40
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	234	234	20,83	20,83
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	70	70	302	302	22,95	22,95
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	205	205	11,69	11,69
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	25	25	75	75	2,40	2,40
7	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	200	200	202	202	44,24	44,24
8	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	150	150	456	456	72,50	72,50
9	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	125	125	20	20	2,66	2,66
10	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100	373	373	40,28	40,28
11	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	80	80	57	57	5,07	5,07
12	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	80	80	188	188	16,73	16,73
13	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	273	273	15,56	15,56
14	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	40	40	75	75	3,60	3,60
<b>ИТОГО</b>							<b>2831,0</b>	<b>2831,0</b>	<b>305,68</b>	<b>305,68</b>

**Таблица 1.28.** Параметры тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	100	100	324	324	34,99	34,99
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	186	186	16,55	16,55
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	70	70	125	125	9,50	9,50
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50	120	120	6,84	6,84
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	80	80	25		2,23	0,00
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	битум-перлит	50	50		25	0,00	1,43
7	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	150	150	83		13,12	0,00
8	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100	532	532	57,46	57,46
9	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	100	100		83	0,00	8,96
10	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	80	80	410	410	36,49	36,49
11	С 1959 по 1989 г.	надземная		минвата, рубероид	50	50	167	167	9,52	9,52
<b>ИТОГО</b>							<b>1972</b>	<b>1972</b>	<b>186,69</b>	<b>181,74</b>

### 1.3.3.5. СЦТ котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка.

Система теплоснабжения - двухтрубная. Нагрузка на ГВС отсутствует.

Параметры тепловых сетей представлены в таблице 1.29.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами.

Распределение тепловых сетей котельной ДРСУ по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.21. Как видно из диаграммы, наиболее часто применяется надземная прокладка.

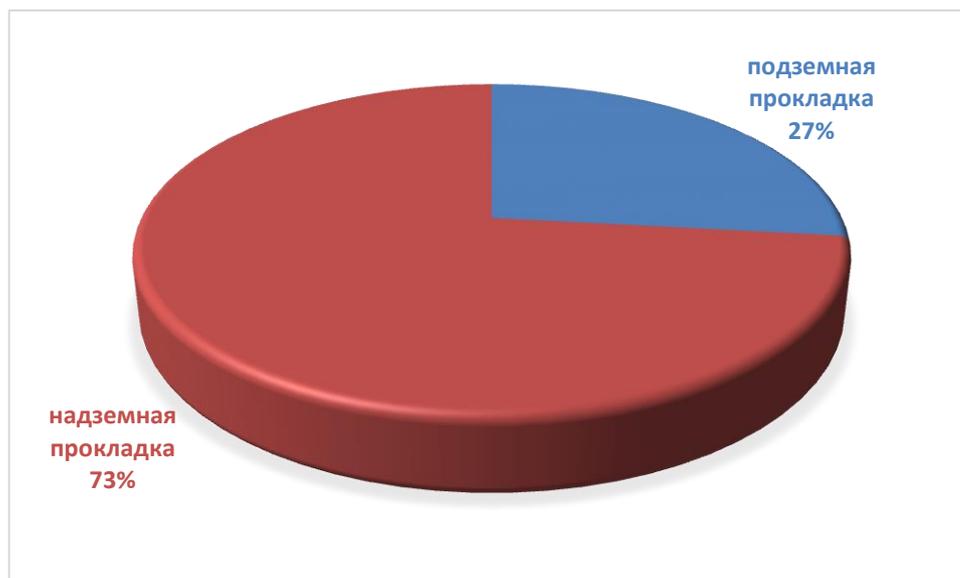


Рисунок 1.21. Распределение сетей котельной ДРСУ по типу прокладки

Таблица 1.29. Параметры тепловых сетей котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид канала	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
					Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	С 1959 по 1989 г.	надземная	-	минвата, рубероид	50	50	229,5	229,5	13,08	13,08
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	бесканальная	минвата, рубероид	50	50	85	85	4,85	4,85
<b>ИТОГО</b>							<b>314,5</b>	<b>314,5</b>	<b>17,93</b>	<b>17,93</b>

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.

### 1.3.3.6. СЦТ котельной ОАО «ТЛП пос. Терволово»

Система теплоснабжения - двухтрубная. Нагрузка на ГВС отсутствует.

Параметры тепловых сетей представлены в таблице 1.30.

**Таблица 1.30.** Параметры тепловых сетей котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово (отопление)

№ участка	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид канала	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Длина участка L, м		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>	
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный
1	подземная	бесканальная	50	50	197	197	11,229	11,229
<b>ИТОГО</b>					<b>197</b>	<b>197</b>	<b>11,23</b>	<b>11,23</b>

### 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 прямыми, воздуховыпускными и сливными

устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приемка. 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 котельных №50 пос. Пудость, №51 пос. Терволово и №38 дер. Ивановка - четырехтрубная. 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.

Система теплоснабжения котельной №31 дер. Большое Рейзино, ОАО «ТЛП» пос. Терволово и котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка является двухтрубной, отбор на ГВС не осуществляется.

Теплоснабжение потребителей от котельных №50, №51 и №38 осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно. Теплоснабжение потребителей от котельных №31, ОАО «ТЛП» и котельной ДРСУ осуществляется по температурному графику 95/70°C.

Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°C представлен в таблице 1.31.

Выбор графика обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии и близким расположением абонентов тепловой сети.

**Таблица 1.31.** Температурный график котельных №50, №51, №31, №38, ОАО «ТЛП» и котельной ДРСУ

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-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
-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
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя 3°С

### **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 гидравлические режимы тепловых сетей котельных №50, №51, №31, №38, ДРСУ пос. Мыза Ивановка и котельной ОАО «ГЛП» пос. Терволово представлены в приложении Б.

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной № 31 д. Большое Рейзино в целом соответствует рекомендованным. Удельные гидравлические потери находятся в пределах рекомендуемого уровня. На некоторых участках тепловых сетей наблюдаются пониженные скорости течения теплоносителя (0,3 м/с и меньше).

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики контура отопления системы теплоснабжения котельной №38 дер. Ивановка соответствуют рекомендованным, а гидравлические характеристики контура ГВС не соответствуют, т.к. скорость течения сетевой воды значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с), что влечет за собой повышенные тепловые потери.

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельных №50 пос. Пудость и №51 пос. Терволово соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери контуров отопления и ГВС не превышают рекомендуемый уровень. Скорости течения теплоносителя в контуре отопления почти на половине участков, а в контуре ГВС на всей протяженности тепловых сетей значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с), что влечет за собой повышенные тепловые потери.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, 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.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении – гидравлические.

### 1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей

Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях на территории Пудостьского сельского поселения за 2011 – 2013 гг. представлены в таблицах 1.32 – 1.34.

**Таблица 1.32.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2011 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
04.11.2011	п. Пудость, ТК		1
22.09.2011	Пудость ул. Зайончковского д.9		1
13.12.2011	Пудость, ул. Заречная 10		1
<b>Итого по котельной №50</b>		<b>0</b>	<b>3</b>
19.04.2011	ДК Терволово	1	1
21.04.2011	ДК Терволово	1	1
22.04.2011	ДК Терволово	1	
25.04.2011	ДК Терволово	1	1
26.04.2011	ДК Терволово	1	
11.05.2011	ДК Терволово	1	1
16.05.2011	ДК Терволово	1	
19.05.2011	ДК Терволово	1	1
23.05.2011	ДК Терволово	1	
24.05.2011	ДК Терволово	1	1
26.05.2011	ДК Терволово	1	1

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
27.05.2011	ДК Терволово	1	
24.06.2011	ДК Терволово		1
01.08.2011	Терволово ул. Ленинградская д.2-13		1
05.08.2011	Терволово ул. Ленинградская д.1-2		1
15.08.2011	Терволово ул. Ленинградская д.1-2		1
01.11.2011	Терволово ул. Спортивная д.2,3,4	1	
22.11.2011	ДК Терволово	1	
<b>Итого по котельной №51</b>		<b>14</b>	<b>12</b>
14.01.2011	Рейзино д.32, 35	1	
17.01.2011	Рейзино д.32, 36	1	
28.02.2011	Рейзино д.35, 36	1	
06.04.2011	Рейзино д.32	1	
14.04.2011	Рейзино д.36	1	
13.10.2011	Рейзино д.33	1	
<b>Итого по котельной №31</b>		<b>6</b>	<b>0</b>
02.03.2011	Ивановка-дорога	1	
03.03.2011	Ивановка-дорога	1	
17.03.2011	Ивановка-дорога	1	
19.09.2011	Ивановка д. 3-4	1	
<b>Итого по котельной №38</b>		<b>4</b>	<b>0</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2011 год от котельной №50 составила 0,57/(км\*год), от котельной №51 – 4,36/(км\*год), от котельной №31 – 3,86/(км\*год), от котельной №38 – 0,83/(км\*год). Самая высокая аварийность в 2011 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №51. Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности.

**Таблица 1.33.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2012 г.

Дата производства	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.

работ		теплоснабжение	ГВС
26.02.2011	Терволово ул. Школьная д.2		1
05.04.2011	Терволово ул. Школьная д.2		1
11.06.2012	Терволово ул. Школьная д.14		1
04.10.2012	ДК Терволово	1	
04.10.2012	Терволово, магазин	1	
04.10.2012	Терволово, баня	1	
19.12.2012	Терволово ул. Сельская д,8,10		1
24.12.2012	Терволово ул. Спортивная д.1		1
26.12.2012	Терволово ул. Сельская д. 10		1
<b>Итого по котельной №51</b>		<b>3</b>	<b>6</b>
06.12.2012	Рейзино д. 36	1	
07.12.2012	Рейзино д. 36	1	
10.12.2012	Рейзино д. 36	1	
<b>Итого по котельной №31</b>		<b>3</b>	
08.10.2012	Ивановка д. 2		1
<b>Итого по котельной №38</b>			<b>1</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2012 год от котельной №51 составила 1,51/(км\*год), от котельной №31 – 1,93/(км\*год), от котельной №38 – 0,21/(км\*год). Самая высокая аварийность в 2012 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №51. Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности. На тепловых сетях котельной №50 аварий в 2012 году зафиксировано не было.

**Таблица 1.34.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2013 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
27.09.2013	Пудость, школа	1	
24.10.2013	Пудость ул. Зайончковского д.14	1	
28.12.2013	Пудость ул. Зайончковского д.14	1	
20.12.2013	Пудость ул. Зайончковского д.12	1	
<b>Итого по котельной №50</b>		<b>4</b>	<b>0</b>

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
09.01.2013	Терволово ул.Сельская д.10		1
14.01.2013	Терволово ДК	1	
01.02.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 1		1
15.05.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 1	1	
16.05.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 1	1	
22.05.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 1	1	
04.06.2013	Терволово ул. Школьная д.13	1	
10.06.2013	Терволово ТК-3	1	
17.06.2013	Терволово, у амбулатории	1	
24.07.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 7		1
24.09.2013	Терволово, почта	1	
26.09.2013	Терволово ул. Спортивная д. 2	1	
30.09.2013	Терволово ул. Ленинградская д.6	1	
01.10.2013	Терволово, почта	1	
20.10.2013	Терволово ул. Ленинградская д. 4	1	
22.10.2013	Терволово, ГРП	1	
02.12.2013	Терволово ул. Спортивная д.3	1	
04.12.2013	Терволово, у амбулатории	1	
26.12.2013	Терволово ул. Школьная д.2	1	
<b>Итого по котельной №51</b>		<b>16</b>	<b>3</b>
21.10.2013	Большое Рейзино д.78	1	
14.11.2013	Большое Рейзино д. 34	1	
20.11.2013	Большое Рейзино д. 34	1	
28.11.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
29.11.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
02.12.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
03.12.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
10.12.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
18.12.2013	Большое Рейзино д. 36	1	
<b>Итого по котельной №31</b>		<b>9</b>	<b>0</b>
23.04.2013	Ивановка д. 3		1

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
24.04.2013	Ивановка д. 3		1
24.09.2013	Ивановка, у конторы	1	
09.10.2013	Ивановка д. 6,7		1
05.11.2013	Ивановка, совхозная мастерская	1	
06.12.2013	Ивановка, у мастерских	1	
<b>Итого по котельной №38</b>		<b>3</b>	<b>3</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2013 год от котельной №50 составила 0,76/(км\*год), от котельной №51 – 3,19/(км\*год), от котельной №31 – 5,78/(км\*год), от котельной №38 – 1,25/(км\*год). Самая высокая аварийность в 2013 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №51. Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их 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 отдельно. 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 теплоснабжения, 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 мин 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°C.

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

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

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°C. 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 теплоснабжения 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 пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения 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 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», соответствуют нормативно-технической документации.

### **1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые 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, предусматриваемыми 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 ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2015 год представлены в таблице 1.35.

**Таблица 1.35.** Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2015 год

Наименование системы теплоснабжения		котельная №50 п.Пудость	котельная №51 п.Терволово	котельная №31 д. Большое Рейзино	котельная №38 д.Ивановка
Годовые затраты и потери теплоносителя, м <sup>3</sup> (т)	с утечкой	3707,2	1338,1	893,9	1221,8
	технологические затраты	1436,2	482,6	360,2	371,3
	всего	5143,4	1820,7	1254,1	1593,1
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	3445,3	3107,9	821,1	2739,6
	с затратами теплоносителя	302,4	106,4	69,7	90,1
	всего	3747,7	3214,3	890,8	2829,7

Данные о технологических потерях при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ДРСУ и ОАО «ТЛП» не предоставлены.

#### 1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

Тепловые потери в тепловых сетях за последние три года представлены в таблице 1.36.

**Таблица 1.36.** Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование источника	Ед. изм.	2011	2012	2013
Котельная №50 пос. Пудость	Гкал	1501,4	1449,7	1428,2
Котельная №51 пос. Терволово	Гкал	1232,9	1204,8	1196,0
Котельная №31 дер. Большое Рейзино	Гкал	391,9	383,7	395,2
Котельная №38 дер. Ивановка	Гкал	1061,9	1057,8	1023,8
Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка	Гкал	н/д	н/д	238,42
Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово	Гкал	н/д	н/д	н/д

### 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

На территории Пудостьского сельского поселения наиболее распространены четырехтрубные системы теплоснабжения – СЦТ котельной №50, №51 и №38. Теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам. Для обеспечения качественного теплоснабжения в контуре ГВС поддерживается циркуляция. В СЦТ котельной №31, котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово и котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка системы теплоснабжения двухтрубные.

Схемы подключения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельной №50, №51 и №38 представлены на рисунке 1.22, к тепловым сетям котельной №31, котельной ДРСУ и котельной ОАО «ТЛП» на рисунке 1.23.

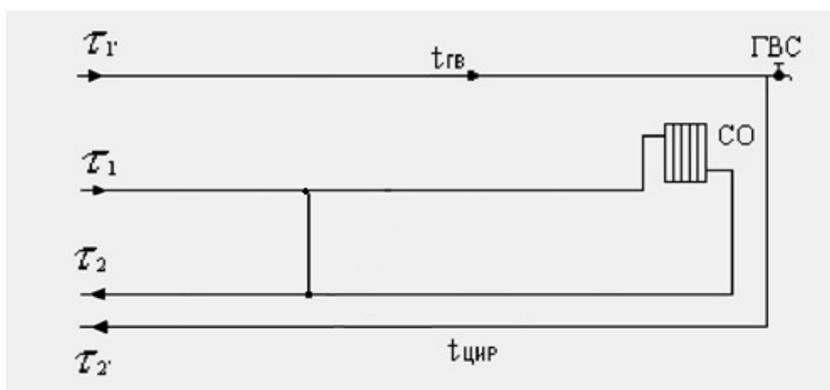


Рисунок 1.22. Схема подключения потребителей к четырехтрубным системам теплоснабжения

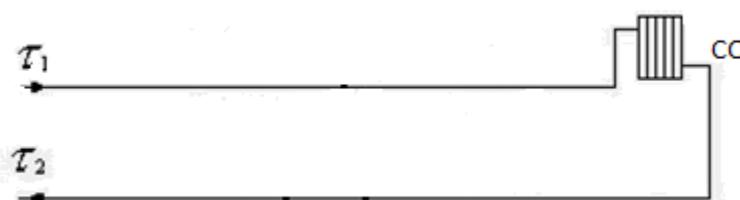


Рисунок 1.23. Схема подключения потребителей к двухтрубным системам теплоснабжения (без разбора на ГВС)

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

На настоящий момент на территории Пудостьского сельского поселения приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствует.

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

Диспетчерская служба ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» оснащена средствами телемеханизации. Контроль за работой котельных №50, №51, №31 и №38 осуществляется из диспетчерского пункта при помощи программного комплекса «АРМ диспетчера».

### **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 бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Согласно исходным данным, в настоящее время бесхозные тепловые сети в Пудостьском сельском поселении отсутствуют.

В случае обнаружения бесхозных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных 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.

#### 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия источников представлены на рисунках 1.24 – 1.29 ниже.

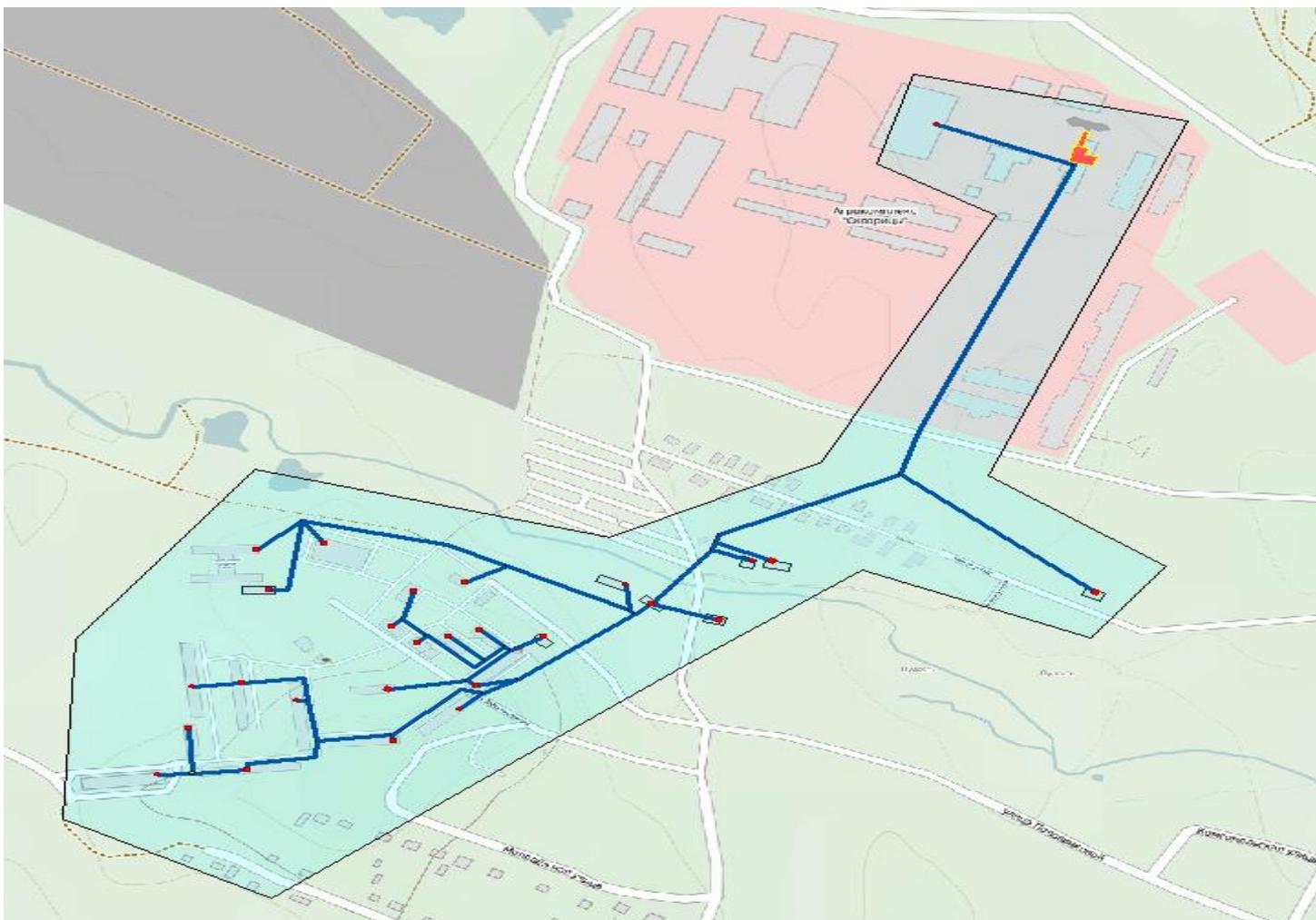


Рисунок 1.24. Зона действия котельной №50 пос. Пудость



Рисунок 1.25. Зона действия котельной №51 пос. Терволово

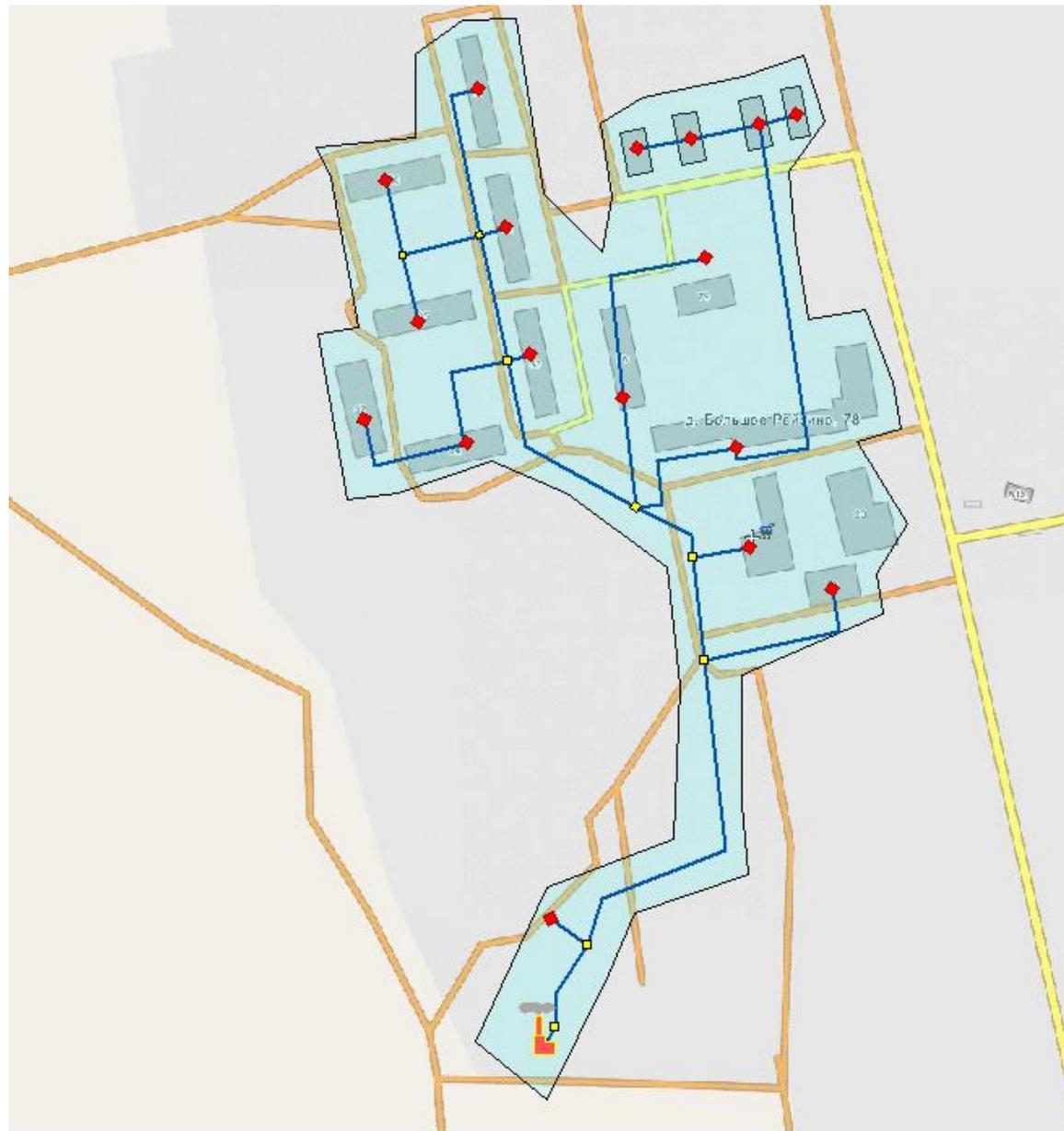


Рисунок 1.26. Зона действия котельной №31 дер. Большое Рейзино

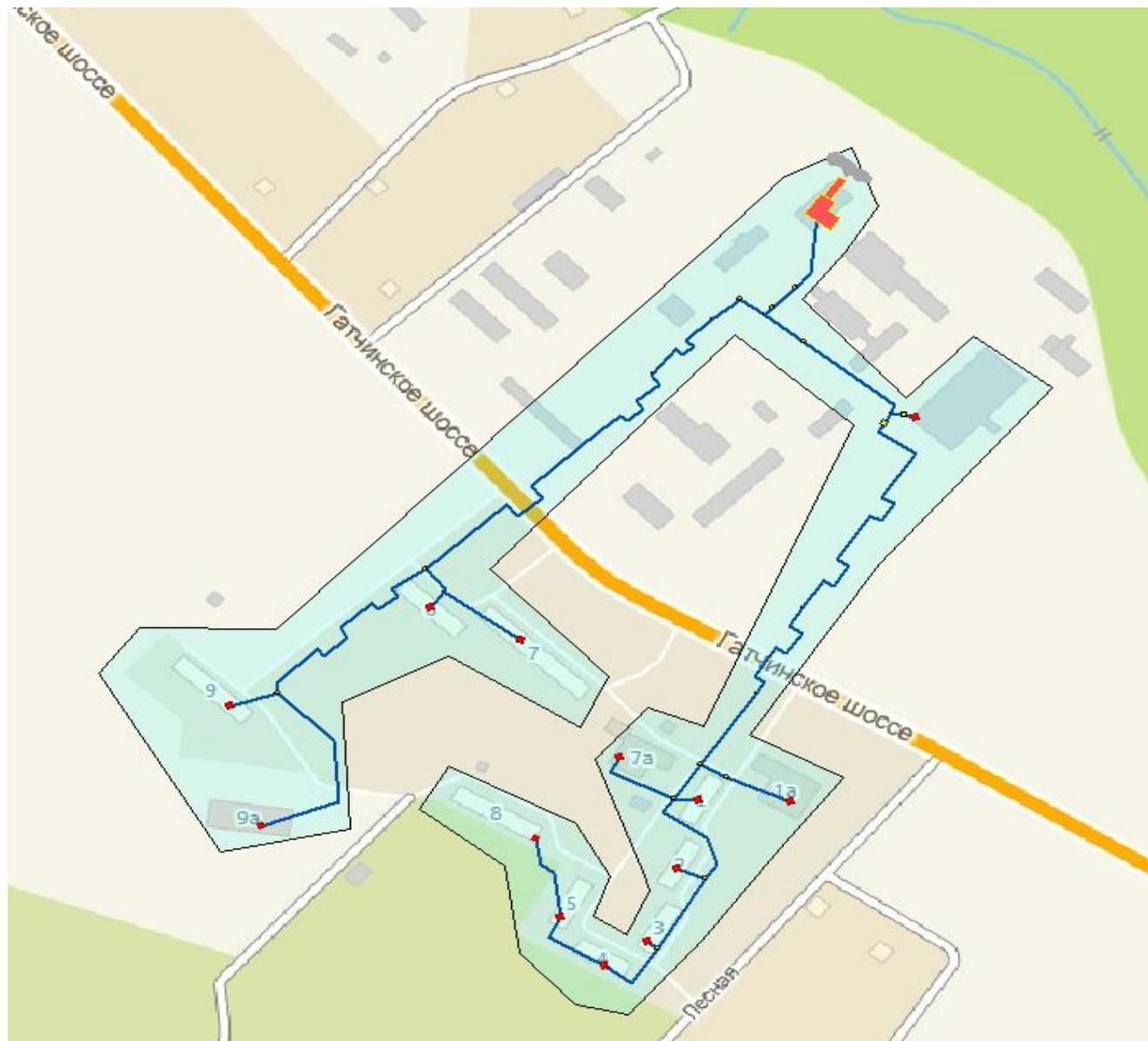


Рисунок 1.27. Зона действия котельной №38 дер. Ивановка



Рисунок 1.28. Зона действия котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка

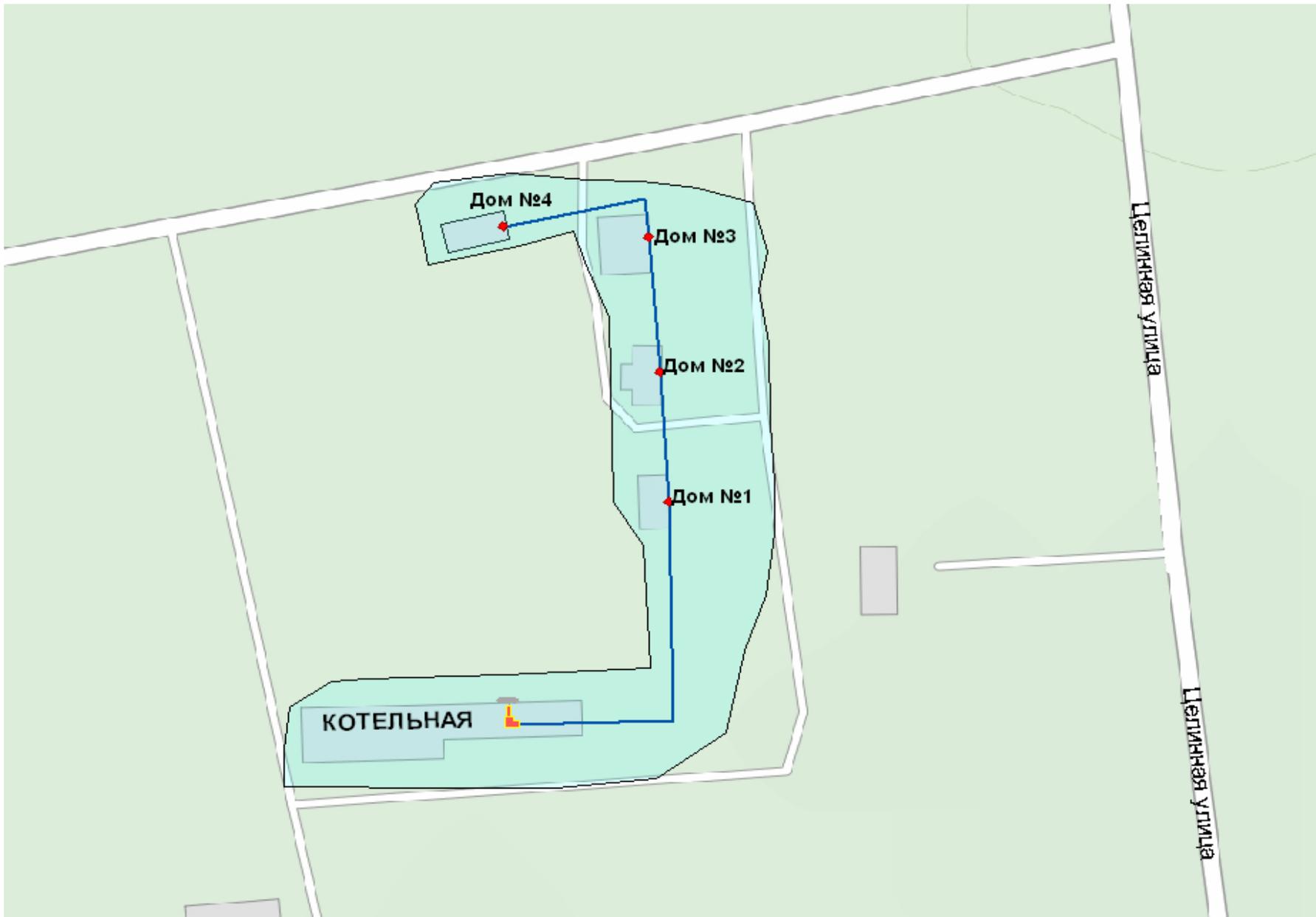


Рисунок 1.29. Зона действия котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово

## **1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

### **1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха**

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Гатчинского района Ленинградской области составляет минус 26°С.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

В качестве элементов территориального деления приняты 28 населенных пунктов (3 поселка и 25 деревень), входящие в состав Пудостьского сельского поселения.

Централизованное теплоснабжение присутствует только в поселках Пудость, Терволово, Мыза Ивановка и деревнях Большое Резино, Ивановка.

На территории Пудостьского сельского поселения существуют шесть изолированных систем централизованного теплоснабжения:

- котельной №50, пос. Пудость,
- котельной №51, пос. Терволово,
- котельной №31, дер. Большое Резино,
- котельной №38, дер. Ивановка,
- котельной ДРСУ, пос. Мыза Ивановка,
- котельной ОАО «ТЛП», пос. Терволово.

Тепловые нагрузки абонентов котельных представлены в приложении В.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Пудостьского сельского 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 1.37.

Характер тепловой нагрузки Пудостьского сельского поселения в централизованных системах теплоснабжения представлен на рисунке 1.30. Как видно из диаграммы, основную часть тепловой нагрузки (около 90%) в пос. Пудость, пос. Терволово и дер. Ивановка составляет нагрузка отопления. В деревне Большое Рейзино, пос. Мыза Ивановка, пос. Терволово р-н Лесосеменной станции отпуск тепла производится исключительно на отопление.

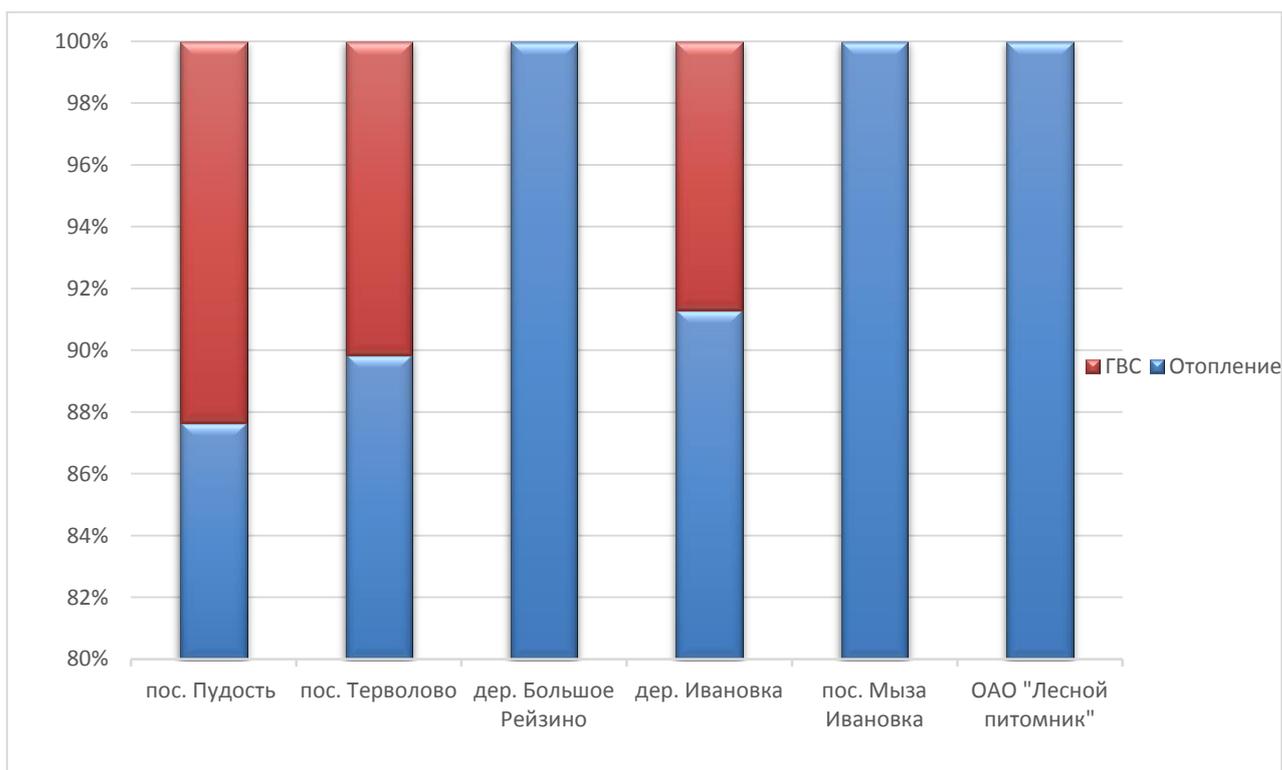


Рисунок 1.30. Характер тепловой нагрузки Пудостьского сельского поселения

**Таблица 1.37.** Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения Пудостьского сельского поселения

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование планировочного района, источника						Итого Пудостьское СП
		Поселок Пудость	Поселок Терволово		Деревня Ивановка	Поселок Мыза Ивановка	Деревня Большое Рейзино	
		котельная №50	Котельная №51	Котельная ОАО «ТЛП»	Котельная №38	Котельная ДРСУ	Котельная №31	
<b>Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>	Гкал/ч	<b>8,036</b>	<b>3,572</b>	<b>0,081</b>	<b>2,083</b>	<b>0,794</b>	<b>1,799</b>	<b>16,365</b>
жилые здания	Гкал/ч	3,631	3,112	0,081	1,789	0,460	1,621	10,739
отопление	Гкал/ч	3,174	2,751	0,081	1,563	0,460	1,621	9,695
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,457	0,361	0,000	0,181	0,000	0,000	0,999
общественные здания	Гкал/ч	0,683	0,394	0,000	0,247	0,000	0,133	1,457
отопление	Гкал/ч	0,659	0,393	0,000	0,247	0,000	0,133	1,432
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,024	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025
прочие	Гкал/ч	3,722	0,059	0,000	0,047	0,334	0,045	4,207
отопление	Гкал/ч	3,211	0,059	0,000	0,047	0,334	0,045	3,696
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,511
<b>Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.</b>	Гкал/ч	<b>8,036</b>	<b>3,572</b>	<b>0,081</b>	<b>2,083</b>	<b>0,794</b>	<b>1,799</b>	<b>16,365</b>
отопление	Гкал/ч	7,046	3,200	0,081	1,902	0,794	1,799	14,822
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,991	0,372	0,000	0,181	0,000	0,000	1,544

### 1.5.2. Случаи (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 Пудостьского сельского поселения не зафиксировано.

### 1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Режим работы котельных №50, №51 и №38 – круглогодичный. Котельные №31, ОАО «ТЛП» пос. Терволово и котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка осуществляют теплоснабжение только в отопительный период Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах представлены в таблице 1.38.

**Таблица 1.38.** Значения потребления тепловой энергии

	Ед. измерения	Отопительный период	Год
<b>Пудостьское сельское поселение</b>			
Кот. №50 п. Пудость	Гкал	13767,95	15869,4
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	9791,94	9791,94
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	3976,01	6077,46
Кот. №51 п. Терволово	Гкал	8972,14	9967
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	7091,92	7091,92
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	1880,22	2875,07
Кот. №31 дер. Большое Резино	Гкал	3592,5	3592,5
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	3592,5	3592,5
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	-	-
Кот. №38 дер. Ивановка	Гкал	5128,62	5687,60
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	4189,86	4189,86
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	938,76	1497,74
Кот. ДРСУ пос. Мыза Ивановка	Гкал	1986,80	1986,80
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	1986,80	1986,80

	Ед. измерения	Отопительный период	Год
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	-	-
Кот. ОАО «ТЛП» пос. Терволово	Гкал	202,72	202,72
<i>Отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	202,72	202,72
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	-	-
<b>Итого по Пудостьскому СП</b>	<b>Гкал</b>	<b>33650,73</b>	<b>37306,02</b>

#### **1.5.4. 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. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 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 N 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 1.39.

**Таблица 1.39.** 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	0,0207
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,0173
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

Нормативы потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 г. N 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 1.40.

**Таблица 1.40.** Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома	Норматив потребления
		горячая вода, м <sup>3</sup> /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 147,24 ккал/час.

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

### **1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

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

1) *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;

2) *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.);

3) *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 Пудостьского сельского 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.

Анализируя данные теплоотпуска котельной №31 за последние 3 года, а также учитывая отсутствие жалоб со стороны потребителей на «недотоп», можно сделать вывод, что договорные (расчетные) нагрузки потребителей превышают фактические значения. Таким образом, для составления теплового баланса котельной №31 предлагается использовать фактические тепловые нагрузки, рассчитанные на

основании данных о фактическом теплоотпуске за последние 3 года, в соответствии с которыми нагрузка на отопление составляет 1,436 Гкал/час. С целью актуализации договорных нагрузок теплоснабжающей компании рекомендуется провести аудит теплопотребления абонентов.

Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Пудостьского сельского поселения, представлены в таблице 1.41.

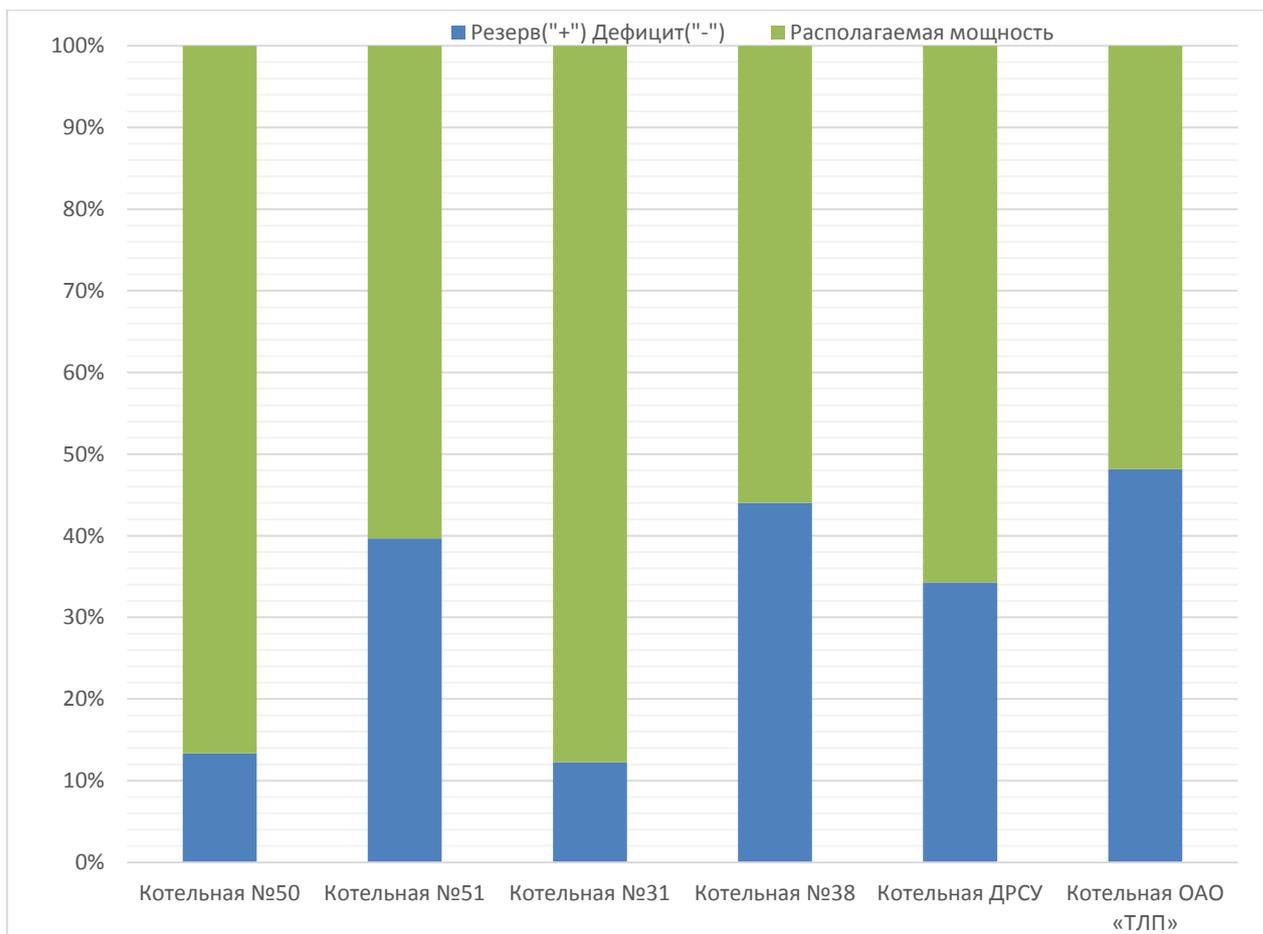
**Таблица 1.41.** Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии Пудостьского сельского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	Пос. Пудость	Пос. Терволово		Дер. Ивановка	Пос. Мыза Ивановка	Дер. Б. Рейзино
		Котельная №50	Котельная №51	Котельная ТЛП	Котельная №38	Котельная ДРСУ	Котельная №31
Установленная мощность	Гкал/ч	10,9	12,47	1,8	12,9	3	1,89
Располагаемая мощность	Гкал/ч	10,9	12,47	0,6	12,9	2	1,89
Собственные нужды	%	5,7	5,7	6	2,32	3,34	2
	Гкал/ч	0,463	0,214	0,006	0,054	0,030	0,032
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	10,437	12,256	0,594	12,846	1,970	1,858
Потери в тепловых сетях	%	9	12	20	18	12	11
	Гкал/ч	0,671	0,403	0,016	0,356	0,095	0,158
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	7,459	3,355	0,081	1,977	0,794	1,436
Резерв("+)/Дефицит("-")	Гкал/ч	2,306	8,498	0,497	10,513	1,081	0,264
	%	22,1%	69,3%	83,6%	81,8%	54,9%	14,2%

### **1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.**

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 видно из таблицы 1.41 в п. 1.6.1, все источники тепловой энергии на территории Пудостьского сельского поселения имеют резерв тепловой мощности. Графически данная информация представлена на рисунке 1.31.



**Рисунок 1.31. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников централизованного теплоснабжения на территории Пудостьского сельского 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 разделе 1.3.8.

## 1.7. Балансы теплоносителя

### 1.7.1. Утвержденные 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 ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) 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 ( $G_M$ ) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром ( $D_u$ ) 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 ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ( $G_3$ , м<sup>3</sup>/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

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

$V_{TC}$  – объем воды в системах теплоснабжения, м<sup>3</sup>.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт – при открытой системе и 30 м<sup>3</sup> 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.

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 1.42.

**Таблица 1.42.** Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Ед.изм.	Котельная №50 пос. Пудость	Котельная №51 пос. Терволово	Котельная №31 дер. Большое Резино	Котельная №38 дер. Ивановка	Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка	Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово
Объем системы теплоснабжения	м3	273,99	94,63	67,73	78,11	1,23	0,78
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	1,655	0,60	0	0,30	0	0
Нормативная утечка	м3/ч	0,685	0,24	0,17	0,15	0,003	0,002
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	42,5	42,5	20	20	5	5
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	44,84	43,34	20,17	20,15	5,003	5,002
Аварийная подпитка	м3/ч	5,48	1,89	1,35	1,56	0,02	0,02

## 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 Пудостьского сельского поселения функционируют 6 источников тепловой энергии: котельная №50 пос. Пудость, котельная №51 пос. Терволово, котельная №31 д. Большое Рейзино, котельная №38 дер. Ивановка, котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка, котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

В качестве основного топлива на котельной №50 пос. Пудость используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.43.

**Таблица 1.43.** Топливо-энергетические балансы котельной №50 пос. Пудость.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	19222,5	18559,8	18285,4
Затрачено натурального топлива,	тыс.м <sup>3</sup>	3237,0	3395,6	3455,8

В качестве основного топлива на котельной №51 пос. Терволово используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.44.

**Таблица 1.44.** Топливо-энергетические балансы котельной №51 пос. Терволово.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	12164,3	11887	11800,4
Затрачено натурального топлива,	тыс.м <sup>3</sup>	1945,0	1917,1	1725,3

Котельная №51 с использованием в качестве основного топлива природного газа введена в эксплуатацию в конце 2011 года. При этом часть года теплоснабжение потребителей осуществлялось от котельной, работающей на мазуте. Таким образом, в топливно-энергетическом балансе представлен расход газа не за полный 2011 год, а лишь за период функционирования котельной.

В качестве основного топлива на котельной №31 дер. Большое Рейзино используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.45.

**Таблица 1.45.** Топливо-энергетические балансы котельной №31 дер. Большое Рейзино.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	4032,9	3949	4067,1
Затрачено натурального топлива	тыс.м <sup>3</sup>	624	712	648

В качестве основного топлива на котельной №38 дер. Ивановка используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.46.

**Таблица 1.46.** Топливо-энергетические балансы котельной №38 дер. Ивановка

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	7122,7	7095	6867,0
Затрачено натурального топлива	тыс.м <sup>3</sup>	1086	1094	1039

В качестве основного топлива на котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка используется каменный уголь. Калорийность каменного угля составляет 5325 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.47.

**Таблица 1.47.** Топливо-энергетические балансы котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	2299,5
Затрачено натурального топлива	тонн	н/д	н/д	589,5

В качестве основного топлива на котельной ОАО «Тервовский лесной питомник» используются дрова. Калорийность дров составляет 2000 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.48.

**Таблица 1.48.** Топливо-энергетические балансы котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	203
Затрачено натурального топлива	тонн	н/д	н/д	298

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

На всех котельных, расположенных в пределах Пудостьского сельского поселения, резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

## **1.9. Надежность теплоснабжения**

### **1.9.1. Методика и показатели надежности**

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются следующие показатели установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;

- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;

### 1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

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

### 1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Оценка надёжности системы теплоснабжения рассматриваемых котельных производится по следующим показателям:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ( $K_э$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э=1,0$  – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э=0,6$  – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + \dots + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где  $K_э^{уст.i}$ ,  $K_э^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где  $Q_i$ ,  $Q_n$  - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому  $i$ -му источнику тепловой энергии;

$t_ч$  – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

$n$  – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ( $K_в$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в = 1,0$  – при наличии резервного водоснабжения;

$K_g = 0,6$  – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_g^{общ} = \frac{Q_i * K_g^{уст.i} + \dots + Q_n * K_g^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где  $K_g^{уст.i}$ ,  $K_g^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_m$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$  – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$  – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + \dots + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где  $K_m^{уст.i}$ ,  $K_m^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_{\delta}$ ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_{\delta} = 1,0$  – полная обеспеченность;

$K_{\delta} = 0,8$  – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_{\delta} = 0,5$  – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\delta}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\delta}^{уст.i} + \dots + Q_n * K_{\delta}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где  $K_{\delta}^{уст.i}$ ,  $K_{\delta}^{уст.n}$  - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_c$ ), характеризующий доли ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}}, \quad (7)$$

где  $S_c^{\text{экспл}}$  - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ветх}}$  - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

е) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{\text{отк.мс}}$ ), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{\text{отк.мс}} = \frac{n_{\text{отк}}}{S} [1/(\text{км} \cdot \text{год})], \quad (8)$$

где

$n_{\text{отк}}$  – количество отказов за предыдущий год;

$S$  – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{\text{отк.мс}}$ ) определяется показатель надёжности тепловых сетей ( $K_{\text{отк.мс}}$ ):

до 0,2 включительно -  $K_{\text{отк.мс}} = 1,0$ ;

от 0,2 до 0,6 включительно -  $K_{\text{отк.мс}} = 0,8$ ;

от 0,6 до 1,2 включительно -  $K_{\text{отк.мс}} = 0,6$ ;

свыше 1,2 -  $K_{\text{отк.мс}} = 0,5$ .

ж) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ( $K_{\text{нед}}$ ) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{откл}} * 100}{Q_{\text{факт}}} [\%], \quad (9)$$

где

$Q_{\text{откл}}$  – недоотпуск тепла;

$Q_{\text{факт}}$  – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ( $Q_{\text{нед}}$ ) определяется показатель надёжности ( $K_{\text{нед}}$ ):

до 0,1% включительно -  $K_{\text{нед}} = 1,0$ ;

от 0,1% до 0,3% включительно -  $K_{нед} = 0,8$ ;  
от 0,3% до 0,5% включительно -  $K_{нед} = 0,6$ ;  
от 0,5% до 1,0% включительно -  $K_{нед} = 0,5$ ;  
свыше 1,0% -  $K_{нед} = 0,2$

#### **1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения:**

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности  $K_э, K_б, K_m$  и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надёжные - при  $K_э=K_б=K_m=1$ ;  
малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей  $K_э, K_б, K_m$ .  
ненадёжные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей  $K_э, K_б, K_m$ .

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

высоконадёжные - более 0,9;  
надёжные - 0,75 - 0,9;  
малонадёжные - 0,5 – 0,74;  
ненадёжные - менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_б + K_m + K_б + K_c + K_{отк.мс} + K_{нед}}{7} \quad (12)$$

#### **1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения**

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 1.49.

**Таблица 1.49.** Показатели надёжности системы теплоснабжения

Наименование показателя	Обозначение	Котельная №50 пос. Пудость	Котельная №51 пос. Терволово	Котельная №31 дер. Большое Рейзино	Котельная №38 дер. Ивановка	Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка	Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1	1	0,8	1	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0	0	0	0	0	0
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	0,8	0,5	0,5	0,6	-	-
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1	1	1	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,643	0,614	0,571	0,614	0,616	0,529

Общий показатель надежности для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», а также котельных ДРСУ и ОАО «ТЛП» лежит в интервале от 0,5 до 0,74. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к малонадежным.

### 1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах Пудостьского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», ЛОГП «Гатчинское ДРСУ», ОАО «Терволоковский лесной питомник». Техничко-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013 год представлены в таблице 1.50.

**Таблица 1.50.** Техничко-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013 г.

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
		Факт 2013г.
Натуральные показатели		
Всего отпущено услуг	тыс.Гкал	<b>366 229,76</b>
в т.ч. для реализации:	тыс.Гкал	<b>364 452,19</b>
населению	тыс.Гкал	295 358,29
бюджетным организациям	тыс.Гкал	42 443,96
прочим потребителям	тыс.Гкал	26 649,94
внутренний оборот	тыс.Гкал	1 777,57
<b>Доходы - всего: (с инвестнадбавкой по теплоэнергии)</b>	<b>т.р.</b>	<b>839 387,08</b>
<b>Произв. себестоимость-всего в т.ч.</b>	<b>т.р.</b>	<b>705 640,03</b>
з/плата производ.рабочих	т.р.	45 601,86
начисления на з/плату	т.р.	13 483,78
материалы	т.р.	6 839,70
топливо для котельных в т.ч.	т.р.	317 174,75
стоимость покупной услуги	т.р.	
электроэнергия	т.р.	74 691,45
ремонтные работы	т.р.	46 458,53
амортизация, аренда	т.р.	9 513,53
прочие прямые затраты	т.р.	107 955,47
водопотребление	т.р.	28 090,24
водоотведение	т.р.	7 067,90
цеховые расходы в т.ч.	т.р.	48 762,83
<b>Внутренний оборот</b>	<b>т.р.</b>	<b>2 954,97</b>
<b>Затраты на тов.прод. по произ. себест-ти</b>	<b>т.р.</b>	<b>702 685,06</b>
Общехозяйственные расходы в т.ч.	т.р.	58 741,39
<b>Производственная себ-ть тов.прод.</b>	<b>т.р.</b>	<b>761 426,45</b>

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
		Факт 2013г.
з/плата всего по предприятию		45 601,86
начисления на з/плату по предприятию		13 483,78
<b>Прибыль(+), убыток(-)</b>	<b>т.р.</b>	<b>77 960,63</b>
Прочие доходы	т.р.	
Прочие расходы	т.р.	69 193,73
<b>Финансовый результат (чистая прибыль/убыток) (с учетом инвестнадбавки)</b>	<b>т.р.</b>	<b>8 766,91</b>
в т.ч. фин-е вып. дох-в от прим. тарифов (справочно) за 2012 год	т.р.	192 639,40
инвестнадбавка (справочно)	т.р.	30 665,01
Стоимость единицы услуги в т. ч.	руб.	2 254,54
населению (без финансирования из бюджета)	руб.	1 718,51
бюджетным организациям	руб.	2 226,78
прочим потребителям	руб.	2 229,71
Себестоимость единицы услуги	руб.	2 089,24

Технико-экономические показатели ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и ОАО «Терволовский лесной питомник» за 2013 год не предоставлены.

## 1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

### 1.11.1. Динамика утвержденных 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 Пудостьского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района», ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и ОАО «Терволовский лесной питомник».

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую населению ЛОГП «Гатчинское ДРСУ», ОАО «Терволовский лесной питомник» и ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», представлены в таблицах 1.51 и 1.53.

**Таблица 1.51.** Утвержденный тариф на тепловую энергию, поставляемую ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
с 01.01 по 30.06.2014	2196,50	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области Приказ №203-п от 13.12.2013 (ред. от 24.12.2013 N 240-п, от 22.01.2014 N 8-п, от 11.03.2014 N 33-п, от 30.05.2014 N 69-п)
с 01.07 по 31.12.2014	2288,75	

**Таблица 1.52.** Утвержденный тариф на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Терволовский лесной питомник» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
с 01.01 по 30.06.2014	2196,50	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области Приказ №203-п от 13.12.2013 (ред. от 24.12.2013 N 240-п, от 22.01.2014 N 8-п, от 11.03.2014 N 33-п, от 30.05.2014 N 69-п)
с 01.07 по 31.12.2014	2288,75	

**Таблица 1.53.** Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
01.01.2012 -30.06.2012	1922,47	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №158-п от 25.11.2011г.
01.07.2012-31.08.2012	2037,81	
01.09.2012-31.12.2012	2103,48	
01.01.2013-30.06.2013	1810,71	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №141-п от 12.11.2012г.
01.07.2013-31.12.2013	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказы: №141-п от 12.11.2012г.; №70-п от 25.03.2013г.
01.01.2014-30.06.2014	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №203-п от 13.12.2013 (ред. от 24.12.2013 N 240-п, от 22.01.2014 N 8-п, от 11.03.2014 N 33-п, от 30.05.2014 N 69-п)
01.07.2014-31.12.2014	2111,64	

Рост тарифа на тепловую энергию для населения за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 9,8%. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению, графически представлена на рисунке 1.32.

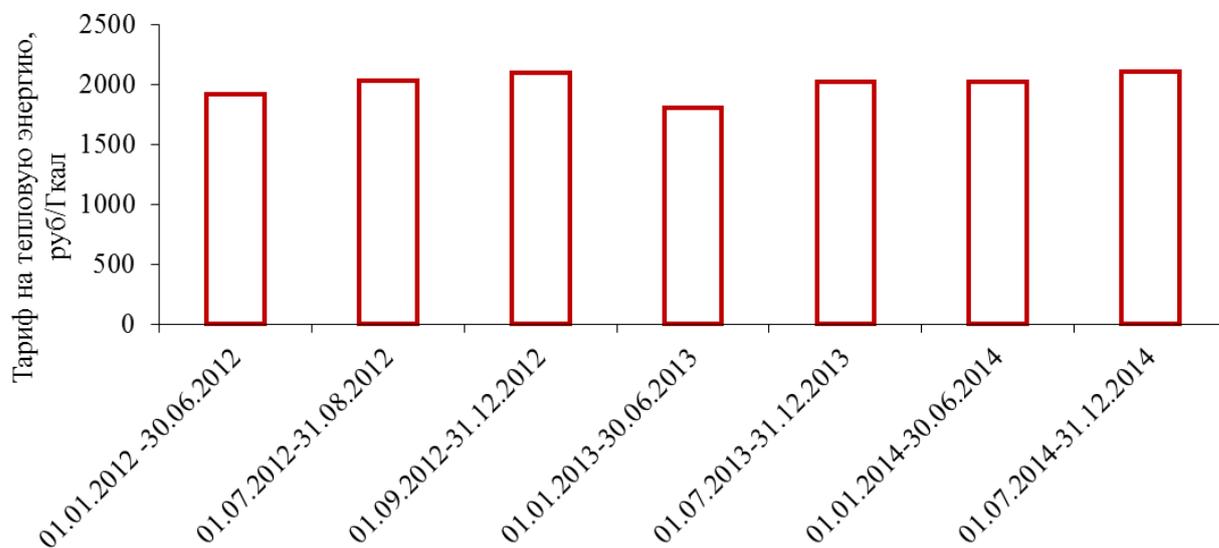


Рисунок 1.32. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

### 1.11.2. Структура 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 тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год представлена в таблице 1.54.

**Таблица 1.54.** Структура тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
<b>1</b>	<b>Основные натуральные показатели</b>		
1.1	Выработка теплоэнергии	Гкал	<b>515 319,50</b>
1.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной:		
1.2.1	Теплоэнергия на собственные нужды котельной	Гкал	15 894,00
1.2.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	3,08
1.3	Отпуск с коллекторов	Гкал	499 425,50
1.4	Покупка теплоэнергии	Гкал	-
1.5	Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	499 425,50
1.6	Потери теплоэнергии в сетях		
1.6.1	Потери теплоэнергии в сетях, объем	Гкал	118 793,00
1.6.2	Потери теплоэнергии в сетях, %	%	23,79
1.7	Отпущено теплоэнергии всем потребителям	Гкал	380 632,50
1.7.1	в том числе доля товарной теплоэнергии	%	99,47
1.7.2	отпущено тепловой энергии собственным производствам	Гкал	2 007,30
1.7.3	население	Гкал	307 486,60
1.7.3.1	в т.ч. ГВС	Гкал	76 751,30
1.7.3.2	в т.ч. отопление	Гкал	230 735,30
1.7.4	бюджетным	Гкал	42 432,60
1.7.4.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 515,30
1.7.4.2	в т.ч. отопление	Гкал	38 917,30
1.7.5	иным потребителям	Гкал	28 706,00
1.7.5.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 254,80
1.7.5.2	в т.ч. отопление	Гкал	25 451,20
1.7.6	<b>Всего товарной теплоэнергии</b>	Гкал	<b>378 625,20</b>
1.7.6.1	в т.ч. отопление	Гкал	295 103,80
1.7.6.2	в т.ч. ГВС откp.	Гкал	83 521,40
1.7.6.3	в т.ч. ГВС закр.	Гкал	-
<b>2</b>	<b>Расходы на производство тепловой энергии</b>		
2.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	8 437,55
2.2	Топливо	тыс. руб.	352 983,82
2.3	Электроэнергия	тыс. руб.	28 723,82
2.4	Вода и стоки	тыс. руб.	21 691,25
2.5	Амортизация оборудования	тыс. руб.	5 755,30
2.6	Аренда оборудования	тыс. руб.	10 668,36
2.7	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	91 852,76
2.8	Страховые взносы (ЕСН)	тыс. руб.	27 739,53

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
2.9	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	178 367,39
2.10	Ремонтные работы	тыс. руб.	10 245,16
2.11	Цеховые расходы	тыс. руб.	24 582,58
2.12	Покупная теплоэнергия итого по всем поставщикам	тыс. руб.	-
2.13	<b>ИТОГО сумма по разделу 2</b>	тыс. руб.	<b>761 047,53</b>
2.14	<i>Удельная себестоимость производства теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>1 999,43</i>
3	<b>Расходы на производство товарной теплоэнергии</b>		
3.1	Затраты на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	757 034,08
3.2	Общехозяйственные расходы, относимые на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	52 231,61
3.3	<b>ИТОГО затрат на производство товарной теплоэнергии</b>	тыс. руб.	<b>809 265,69</b>
3.4	<i>Удельная себестоимость производства товарной теплоэнергии</i>	руб./Гкал	<i>2 137,38</i>
4	<b>Расходы на транспортировку тепловой энергии</b>		
4.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	-
4.2	Вода и стоки	тыс. руб.	24 365,48
4.3	Электроэнергия	тыс. руб.	54 396,42
4.4	Амортизация оборудования	тыс. руб.	1 000,00
4.5	Аренда оборудования	тыс. руб.	-
4.6	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	13 725,13
4.7	Страховые взносы (ЕСН)	тыс. руб.	4 144,99
4.8	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	70 726,80
4.9	Ремонтные работы	тыс. руб.	33 566,73
4.10	Цеховые расходы	тыс. руб.	3 673,26
4.11	<b>ИТОГО сумма по разделу 4</b>	тыс. руб.	<b>205 598,80</b>
4.12	<i>Удельная себестоимость распределения теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>540,15</i>
5	<b>Расходы на транспортировку товарной тепловой энергии</b>		
5.1	Затраты по распределению товарной тепловой энергии	тыс. руб.	204 514,55
5.2	Общехозяйственные расходы, относимые на распределение товарной тепловой энергии	тыс. руб.	7 804,72
5.3	<b>ИТОГО затрат по распределению товарной тепловой энергии</b>	тыс. руб.	<b>212 319,28</b>
5.4	<i>Удельная себестоимость распределения товарной тепловой энергии</i>	руб/Гкал	<i>560,76</i>
6	<b>ИТОГО затрат на товарную теплоэнергию</b>	тыс. руб.	<b>1 021 584,96</b>
6.1	<i>Удельная себестоимость товарной теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>2 698,14</i>
7	<b>Тариф</b>	руб./Гкал	<b>2 738,62</b>
7.1	Средняя рентабельность	%	1,50

### **1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности**

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

### **1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

## **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа**

Основной проблемой систем теплоснабжения на территории Пудостьского сельского 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.

Также одной из проблем, мешающей высококачественному обеспечению тепловой энергией потребителей в Пудостьском сельском поселении, является физический и моральный износ теплофикационного оборудования. Это ведет к снижению КПД котлов, росту объема потребляемого топлива и частым аварийным ситуациям, т.е. к колоссальному повышению затрат на производство тепловой энергии и, как следствие, к росту тарифа. Главная проблема, замедляющая развитие систем теплоснабжения – это отсутствие финансирования работ по реконструкции, модернизации систем теплоснабжения.

## **2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.**

На территории Пудостьского сельского поселения расположено шесть систем централизованного теплоснабжения:

- СТ котельной №50 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в п. Пудость.
- СТ котельной №51 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в п. Терволово.
- СТ котельной №31 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», расположенная в деревне Большое Рейзино.
- СТ котельной №38 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» г. Гатчина, расположенная в деревне Ивановка.
- СТ котельной ЛОГП «Гатчинское ДРСУ», расположенная в п. Мыза Ивановка.
- СТ котельной ОАО «ТЛП», расположенная в п. Терволово.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1.** Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование планировочного района, источника						Итого Пудостьское СП
		Поселок Пудость	Поселок Терволово		Деревня Ивановка	Поселок Мыза Ивановка	Деревня Большое Рейзино	
			Котельная №50	Котельная №51				
<b>Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>	Гкал/ч	<b>8,036</b>	<b>3,572</b>	<b>0,081</b>	<b>2,083</b>	<b>0,794</b>	<b>1,436</b>	<b>16,001</b>
жилые здания	Гкал/ч	3,631	3,112	0,081	1,789	0,460	1,258	10,331
отопление	Гкал/ч	3,174	2,751	0,081	1,608	0,460	1,258	9,332
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,457	0,361	0,000	0,181	0,000	0,000	0,999
общественные здания	Гкал/ч	0,683	0,394	0,000	0,247	0,000	0,133	1,457
отопление	Гкал/ч	0,659	0,393	0,000	0,247	0,000	0,133	1,432
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,024	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025
прочие	Гкал/ч	3,722	0,059	0,000	0,047	0,334	0,045	4,207
отопление	Гкал/ч	3,211	0,059	0,000	0,047	0,334	0,045	3,696
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,511	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,511

**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**

Прогнозы изменения площадей строительных фондов на территории Пудостьского сельского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Пудостьского сельского поселения.

Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице 2.2.

Итоговое изменение площадей строительных фондов (нарастающим итогом) на территории Пудостьского сельского поселения представлено в таблице 2.3.

Как видно из таблицы, на конец расчетного срока на 2030 г. на территории Пудостьского сельского поселения планируется прирост площади строительных фондов в размере 39,06 тыс. м<sup>2</sup>.

**Таблица 2.2.** Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Пудостьского сельского поселения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>22,300</b>	<b>16,760</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>19,000</b>	<b>15,000</b>
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3,300</b>	<b>1,300</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,460</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>20,800</b>	<b>1,100</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>19,000</b>	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,800</b>	<b>1,100</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,500</b>	<b>15,660</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>15,000</b>
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,500</b>	<b>0,200</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,460</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.3.** Изменение площадей строительных фондов на территории Пудостьского сельского поселения (нарастающим итогом)

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>22,300</b>	<b>39,060</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>19,000</b>	<b>34,000</b>
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3,300</b>	<b>4,600</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,460</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>20,800</b>	<b>21,900</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>19,000</b>	<b>19,000</b>
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,800</b>	<b>2,900</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,500</b>	<b>17,160</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>15,000</b>
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,500</b>	<b>1,700</b>
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,460</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	0,000	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 теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации**

Требования к энергетической эффективности и к теплоснабжению 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<sup>3</sup>·°С). Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению  $q_0$ , Вт/(м<sup>3</sup>·°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 2.4.

**Таблица 2.4.** Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед.измерения	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·м <sup>3</sup>	17,997	16,375	14,714	14,199	13,290	12,617	11,905	11,470
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	15,584	15,109	14,674	14,199	13,764	13,290	12,815	12,301
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·м <sup>3</sup>	20,607	20,607	20,607	-	-	-	-	-
Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·м <sup>3</sup>	10,521	10,086	9,611	9,176	9,176	-	-	-
Административного назначения, офисы	ккал/час·м <sup>3</sup>	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 2.5 – 2.6.

**Таблица 2.5.** 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 2.6.** 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 узлами,	1 житель	225,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
приближенными к палатам			
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			
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

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
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
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 <sup>3</sup>	1 человек в смену	240,00	ккал/ч
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00	ккал/ч

#### **2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов**

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется.

#### **2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения 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 Пудостьского сельского 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 Пудостьского сельского поселения представлены в таблицах 2.7 – 2.9. Приросты объемов потребления тепловой энергии в таблицах 2.10 – 2.12.

Таблица 2.7. Приросты перспективных нагрузок отопления и вентиляции систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,487</b>	<b>1,117</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,267</b>	<b>1,000</b>
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,220</b>	<b>0,087</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,031</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,387</b>	<b>0,073</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,267</b>	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,120</b>	<b>0,073</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,100</b>	<b>1,044</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,000</b>
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,100</b>	<b>0,013</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,031</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.8.** Приросты перспективных нагрузок горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,186</b>	<b>0,140</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,158</b>	<b>0,125</b>
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,028</b>	<b>0,011</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,004</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,173</b>	<b>0,009</b>
Жилые	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	<b>0,158</b>	0,0000
Общественные	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	<b>0,015</b>	<b>0,009</b>
Прочие	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,013</b>	<b>0,131</b>
Жилые	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	<b>0,125</b>
Общественные	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	<b>0,013</b>	<b>0,002</b>
Прочие	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	<b>0,004</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.9.** Приросты перспективных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,673</b>	<b>1,257</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,425</b>	<b>1,125</b>
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,248</b>	<b>0,098</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,035</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,560</b>	<b>0,083</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,425</b>	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,135</b>	<b>0,083</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,113</b>	<b>1,175</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>1,125</b>
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,113</b>	<b>0,015</b>
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,035</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.10.** Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3532,32</b>	<b>2654,78</b>
Жилые	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3009,600</b>	<b>2376,00</b>
Общественные	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>522,72</b>	<b>205,92</b>
Прочие	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>72,864</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3294,72</b>	<b>174,24</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>3009,60</b>	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>285,12</b>	<b>174,24</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>237,60</b>	<b>2480,54</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>2376,00</b>
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>237,60</b>	<b>31,68</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>72,86</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	<b>Гкал</b>		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Таблица 2.11.** Приросты объемов потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>568,18</b>	<b>427,02</b>
Жилые	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>484,10</b>	<b>382,18</b>
Общественные	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>84,08</b>	<b>33,122</b>
Прочие	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>11,720</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>529,96</b>	<b>28,027</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>484,10</b>	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>45,86</b>	<b>28,03</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>38,22</b>	<b>398,998</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>382,18</b>
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>38,22</b>	<b>5,10</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>11,72</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Таблица 2.12.** Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Пудостьское сельское поселение</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>4100,50</b>	<b>3081,81</b>
Жилые	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3493,70</b>	<b>2758,18</b>
Общественные	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>606,80</b>	<b>239,04</b>
Прочие	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>84,584</b>
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>3824,68</b>	<b>202,27</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>3493,70</b>	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>330,98</b>	<b>202,27</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>275,82</b>	<b>2879,54</b>
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>2758,18</b>
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>275,82</b>	<b>36,78</b>
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>84,58</b>
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Жилые	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, на конец расчетного срока к 2030 году, в целом по Пудостьскому сельскому поселению прирост тепловой нагрузки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, составит 2,93 Гкал/ч, а объем потребления тепловой энергии увеличится на 7182 Гкал/год.

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 2.13 и 2.14 соответственно.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение и температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.13. Перспективные тепловые нагрузки потребителей

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	<b>Гкал/ч</b>	8,037	8,037	8,037	8,037	8,037	8,037	9,597	9,680
Отопление	Гкал/ч	7,046	7,046	7,046	7,046	7,046	7,046	8,432	8,506
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	1,165	1,174
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	<b>Гкал/ч</b>	3,570	3,570	3,570	3,570	3,570	3,570	3,683	4,857
Отопление	Гкал/ч	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,300	4,344
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,383	0,513
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	<b>Гкал/ч</b>	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436
Отопление	Гкал/ч	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	<b>Гкал/ч</b>	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083	2,083
Отопление	Гкал/ч	1,902	1,902	1,902	1,902	1,902	1,902	1,902	1,902
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	<b>Гкал/ч</b>	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Отопление	Гкал/ч	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ГЛП» пос. Терволово</b>	<b>Гкал/ч</b>	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Отопление	Гкал/ч	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

**Таблица 2.14.** Перспективные объемы потребления тепловой энергии

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №50 пос. Пудость	Гкал	15869,400	15869,400	16209,410	16209,410	16209,410	16209,410	20034,089	20236,355
Котельная №51 пос. Терволово	Гкал	9967,000	9967,000	10157,810	10157,810	10157,810	10157,810	10433,628	13313,170
Котельная №31 дер. Большое Рейзино	Гкал	3592,500	3592,500	3607,410	3607,410	3607,410	3607,410	3607,410	3607,410
Котельная №38 дер. Ивановка	Гкал	5687,600	5687,600	5791,280	5791,280	5791,280	5791,280	5791,280	5791,280
Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка	Гкал	1986,8	1986,800	1986,8	1986,800	1986,800	1986,800	1986,800	1986,800
Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово	Гкал	202,72	202,72	202,72	202,72	202,72	202,72	202,72	202,72

Таблица 2.15. Перспективные объемы теплоносителя

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №50 пос. Пудость</b>	<b>т/ч</b>	299,849	299,849	299,849	299,849	299,849	299,849	358,468	361,568
Отопление	т/ч	281,824	281,824	281,824	281,824	281,824	281,824	337,291	340,224
Горячее водоснабжения	т/ч	18,025	18,025	18,025	18,025	18,025	18,025	21,177	21,344
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>	<b>т/ч</b>	134,735	134,735	134,735	134,735	134,735	134,735	138,962	183,095
Отопление	т/ч	128,000	128,000	128,000	128,000	128,000	128,000	132,000	173,760
Горячее водоснабжения	т/ч	6,735	6,735	6,735	6,735	6,735	6,735	6,962	9,335
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>	<b>т/ч</b>	57,452	57,452	57,452	57,452	57,452	57,452	61,007	61,007
Отопление	т/ч	57,428	57,428	57,428	57,428	57,428	57,428	57,428	57,428
Горячее водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>	<b>т/ч</b>	79,372	79,372	79,372	79,372	79,372	79,372	79,372	79,372
Отопление	т/ч	76,080	76,080	76,080	76,080	76,080	76,080	76,080	76,080
Горячее водоснабжения	т/ч	3,292	3,292	3,292	3,292	3,292	3,292	3,292	3,292
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>	<b>т/ч</b>	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760
Отопление	т/ч	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760	31,760
Горячее водоснабжение	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>	<b>т/ч</b>	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240
Отопление	т/ч	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240
Горячее водоснабжение	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## **2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах**

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников тепловой энергии предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период до 2030 года не предусматривается.

## **2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель**

Согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ (в ред. от 14 октября 2014 года) «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Льготные тарифы могут быть установлены для социально значимых потребителей тепловой энергии (или для отдельных объектов таких потребителей), к которым, согласно перечню Постановления Правительства РФ № 808 "Об

организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", относятся:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, МВД Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Строительство социально-значимых объектов на период действия схемы теплоснабжения до 2030 года не планируется.

## **2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения**

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами.

Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон.

Основными параметрами формирования долгосрочной цены являются:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается

разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посылы для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения поселении. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

## **2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене**

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8, и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3 x лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

- определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных пилотных проектов.

### **3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0 (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

### **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 не достаточно.

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 теплоснабжения. 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 требуемой температуры на источнике**

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

### **Коммутационные задачи**

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

### **Пьезометрический график**

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). 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.

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.

### **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.

#### **4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ**

##### **4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии**

На территории Пудостьского сельского поселения функционирует шесть источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №50 пос. Пудость
- Котельная №51 пос. Терволово
- Котельная №31 дер. Большое Рейзино
- Котельная №38 дер. Ивановка
- Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка
- Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Пудостьского сельского поселения на расчетный срок до 2030 года представлены в таблицах 4.1 – 4.6, графически - на рисунках 4.1. – 4.6.

При составлении балансов были учтены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также мероприятия по источникам:

1. Строительство БМК №51 в пос. Терволово в 2017 году установленной мощностью 5,16 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
2. Строительство БМК №38 в дер. Ивановка в 2015 году установленной мощностью 3,1 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
3. Строительство БМК №50 в пос. Пудость в 2017 году установленной мощностью 10,6 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.

4. Строительство БМК №31 в дер. Большое Рейзино в 2019 году установленной мощностью 3,01 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
5. Строительство дизельной БМК в пос. Терволово в 2018 году установленной мощностью 0,129 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной ОАО «Терволово-лесной питомник».

**Таблица 4.1.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №50 пос. Пудость

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	10,92	10,92	10,92	10,92	10,6	10,6	10,6	10,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	10,92	10,92	10,92	10,92	10,6	10,6	10,6	10,6
Собственные нужды	Гкал/час	0,463	0,463	0,456	0,453	0,185	0,185	0,196	0,198
то же в %	%	5,7%	5,7%	4,9%	4,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	10,457	10,457	10,464	10,467	10,415	10,415	10,404	10,402
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,671	0,671	1,783	1,783	1,783	1,783	0,892	0,900
то же в %	%	9,0%	9,0%	23,9%	23,9%	23,9%	23,9%	10,0%	10,0%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	7,459	7,459	7,459	7,459	7,459	7,459	8,918	8,995
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,326	2,326	1,223	1,225	1,173	1,173	0,594	0,508
	%	22,2%	22,2%	11,7%	11,7%	11,3%	11,3%	5,7%	4,9%

**Таблица 4.2.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №51 пос. Терволово

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	12,47	12,47	12,470	12,470	5,160	5,160	5,160	5,160
Располагаемая мощность	Гкал/час	12,47	12,47	12,470	12,470	5,160	5,160	5,160	5,160
Собственные нужды	Гкал/час	0,214	0,214	0,230	0,232	0,086	0,086	0,076	0,100
то же в %	%	5,7%	5,7%	5,37%	5,40%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	12,256	12,256	12,240	12,238	5,074	5,074	5,084	5,060
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,403	0,403	0,936	0,936	0,936	0,936	0,346	0,456
то же в %	%	12%	12%	27,9%	27,9%	27,9%	27,9%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,354	3,354	3,354	3,354	3,354	3,354	3,460	4,558
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	8,498	8,498	7,949	7,948	0,784	0,784	1,278	0,046
	%	69,3%	69,3%	64,9%	64,9%	15,5%	15,5%	25,1%	0,9%

**Таблица 4.3.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №31 дер. Большое Рейзино

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	3,010	3,010
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	3,010	3,010
Собственные нужды	Гкал/час	0,032	0,032	0,049	0,049	0,049	0,049	0,032	0,032
то же в %	%	2,0%	2,0%	2,80%	2,8%	2,8%	2,8%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,858	1,858	1,841	1,841	1,841	1,841	2,978	2,978
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,158	0,158	0,309	0,309	0,309	0,309	0,144	0,144
то же в %	%	11,0%	11%	21,5%	21,5%	21,5%	21,5%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,265	0,265	0,097	0,097	0,097	0,097	1,399	1,399
	%	14,2%	14,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	47,0%	47,0%

**Таблица 4.4.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №38 дер. Ивановка

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	12,900	12,900	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096
Располагаемая мощность	Гкал/час	12,900	12,900	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096
Собственные нужды	Гкал/час	0,054	0,054	0,056	0,056	0,056	0,056	0,044	0,044
то же в %	%	2,3%	2,3%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	12,846	12,846	3,040	3,040	3,040	3,040	3,052	3,052
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,356	0,356	0,809	0,809	0,809	0,809	0,198	0,198
то же в %	%	18,0%	18,0%	40,9%	40,9%	40,9%	40,9%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,977	1,977	1,977	1,977	1,977	1,977	1,977	1,977
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	10,513	10,513	0,254	0,254	0,254	0,254	0,877	0,877
	%	81,8%	81,8%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	28,7%	28,7%

**Таблица 4.5.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Собственные нужды	Гкал/час	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
то же в %	%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,971	1,971	1,971	1,971	1,971	1,971	1,971	1,971
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,079	0,079
то же в %	%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,081	1,081	1,081	1,081	1,081	1,081	1,098	1,098
	%	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	55,7%	55,7%

**Таблица 4.6.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	0,129	0,129	0,129
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,129	0,129	0,129
Собственные нужды	Гкал/час	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,002	0,002	0,002
то же в %	%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,594	0,594	0,595	0,595	0,595	0,127	0,127	0,127
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,016	0,016	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
то же в %	%	20,0%	20,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,497	0,497	0,506	0,506	0,506	0,038	0,038	0,038
	%	83,6%	83,6%	85,0%	85,0%	85,0%	30,0%	30,0%	30,0%



Рисунок 4.1. **Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №50 пос. Пудость**

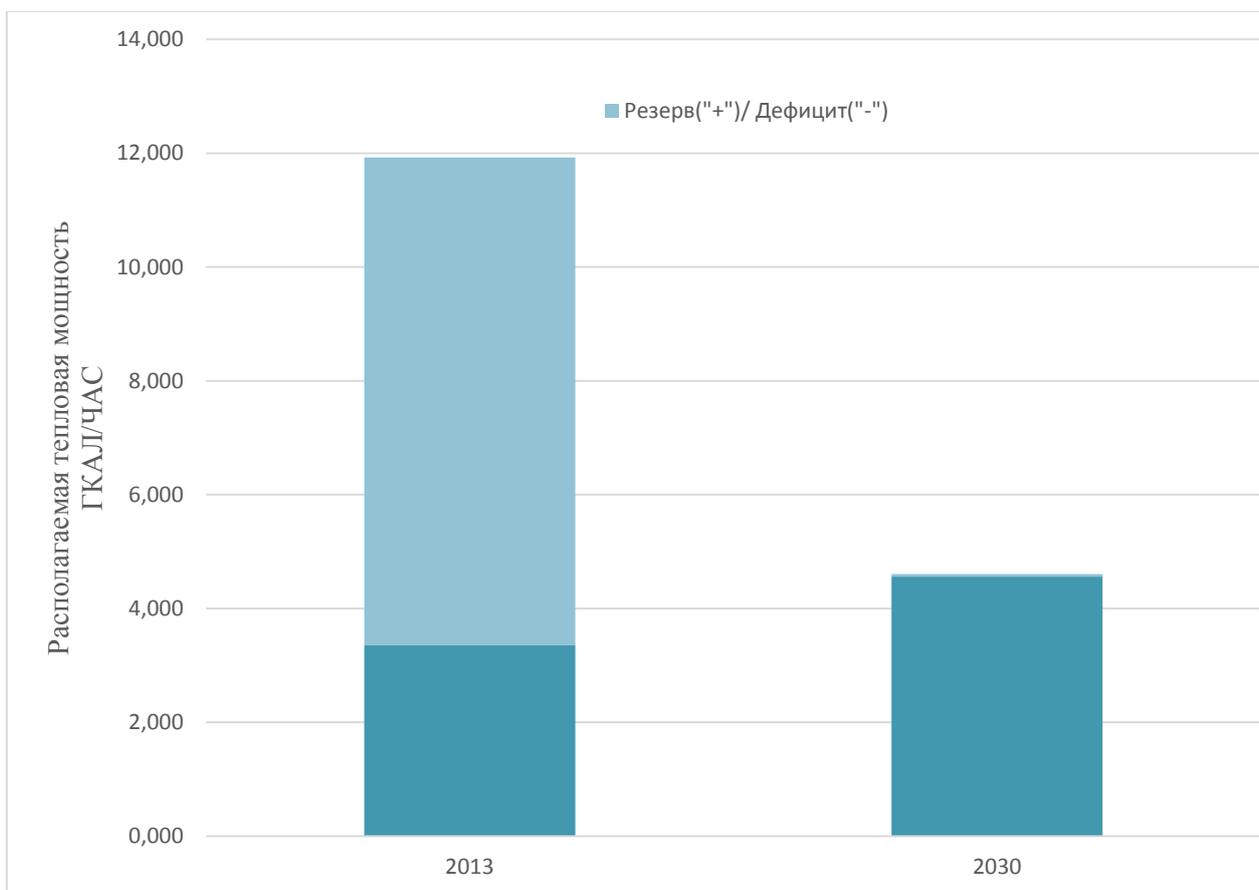
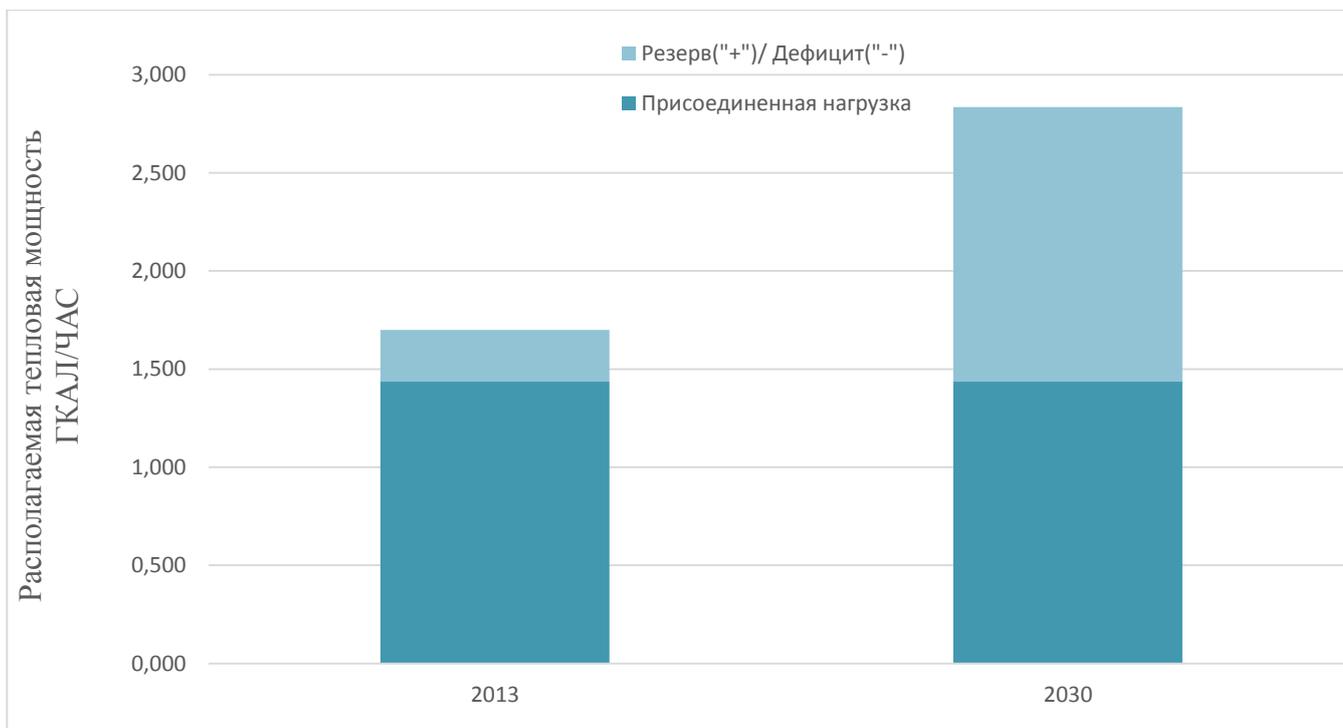
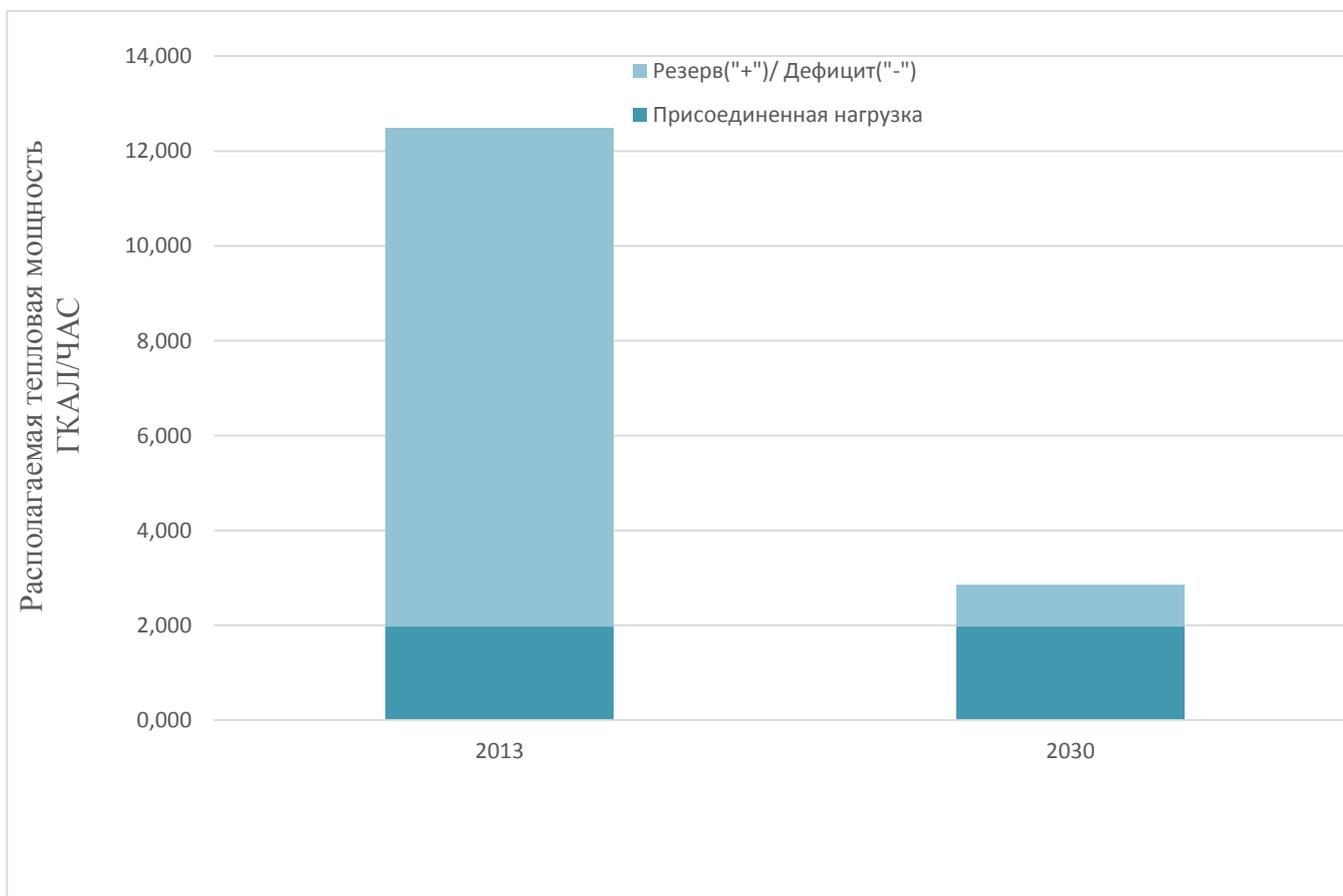


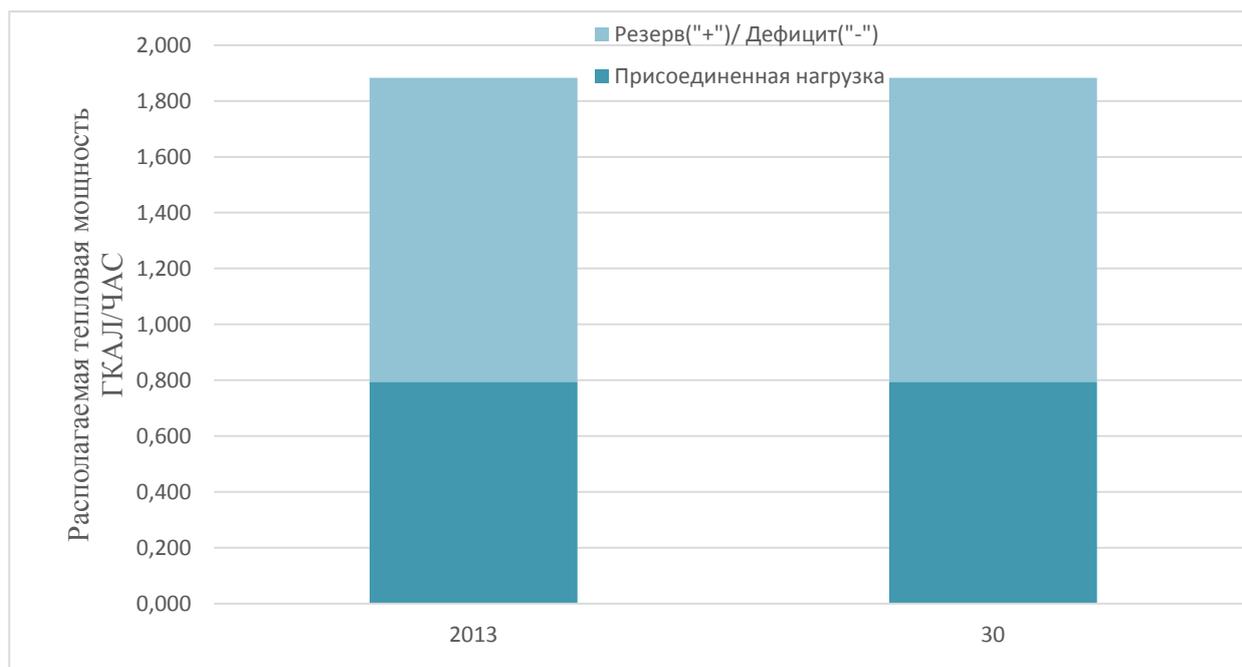
Рисунок 4.2. **Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №51 пос. Терволово**



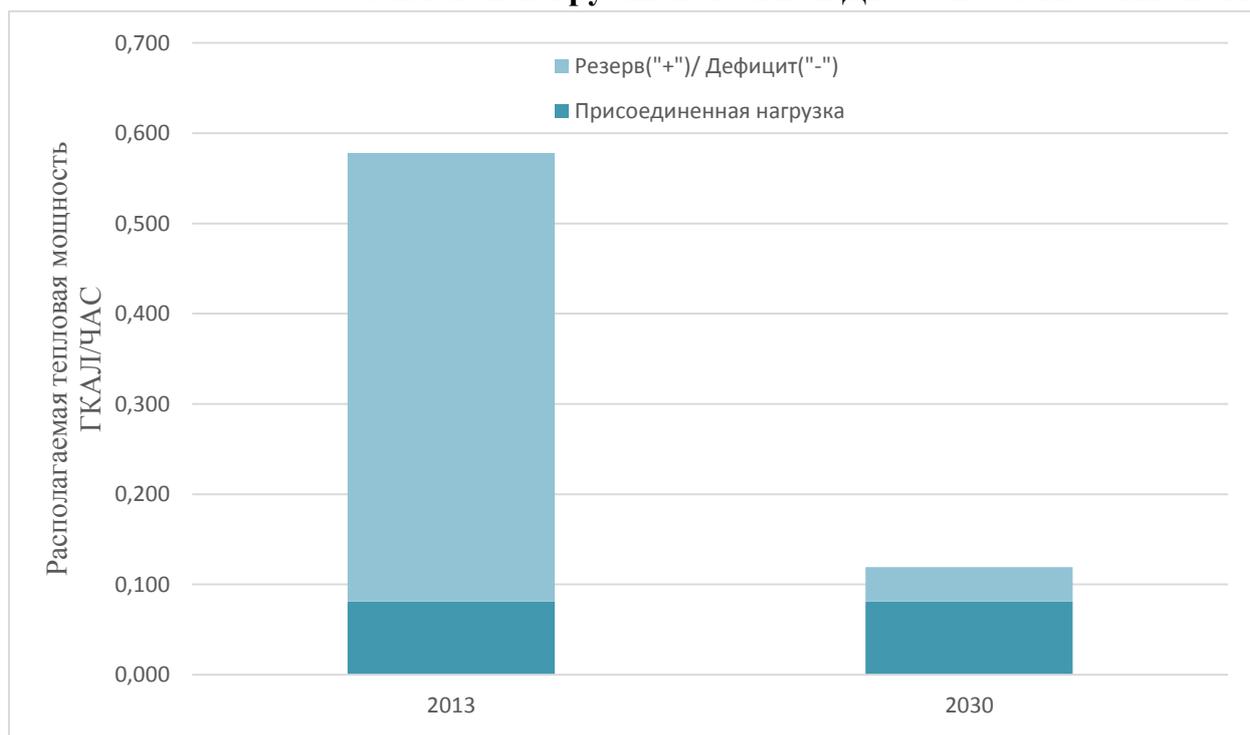
**Рисунок 4.3. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №31 дер. Большое Рейзино**



**Рисунок 4.4. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №38 дер. Ивановка**



**Рисунок 4.5. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка**



**Рисунок 4.6. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово**

Как видно из диаграмм на рисунках 4.1 – 4.6, на настоящий момент и на период до 2030 года на всех источниках наблюдается наличие резерва тепловой мощности.

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

Результаты гидравлических расчетов передачи теплоносителя для существующего состояния систем централизованного теплоснабжения представлены в пункте 1.3.8. По результатам гидравлического расчета, выполненного с учетом подключения перспективных потребителей, выделен ряд участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и оптимального гидравлического режима. Схемы тепловых сетей котельных на 2030 год представлены на рисунках 4.7 – 4.15. Результаты гидравлического расчета и пьезометрические графики представлены в приложении Г.

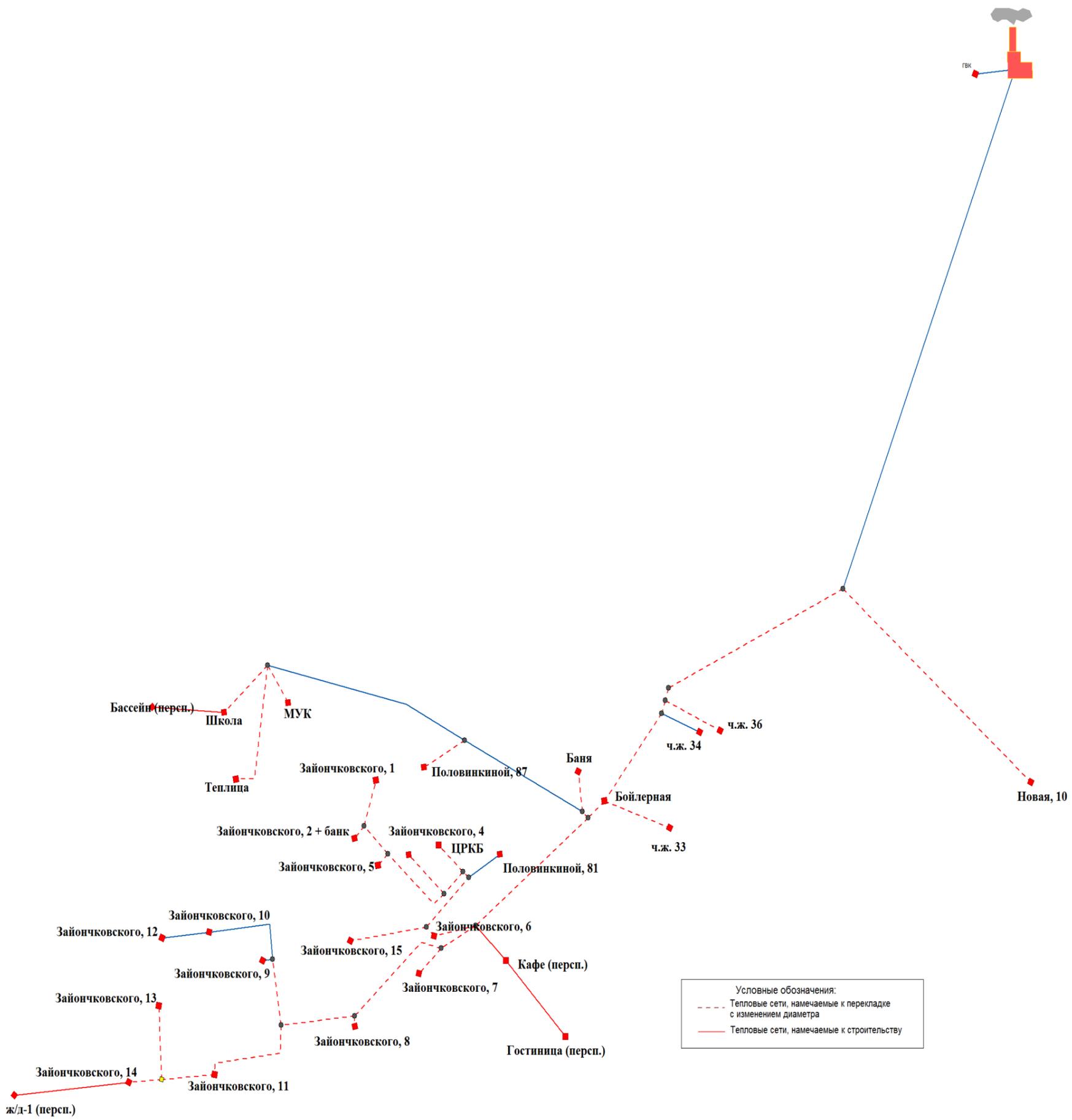


Рисунок 4.7. Схемы тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость на 2030 год (контур отопления)

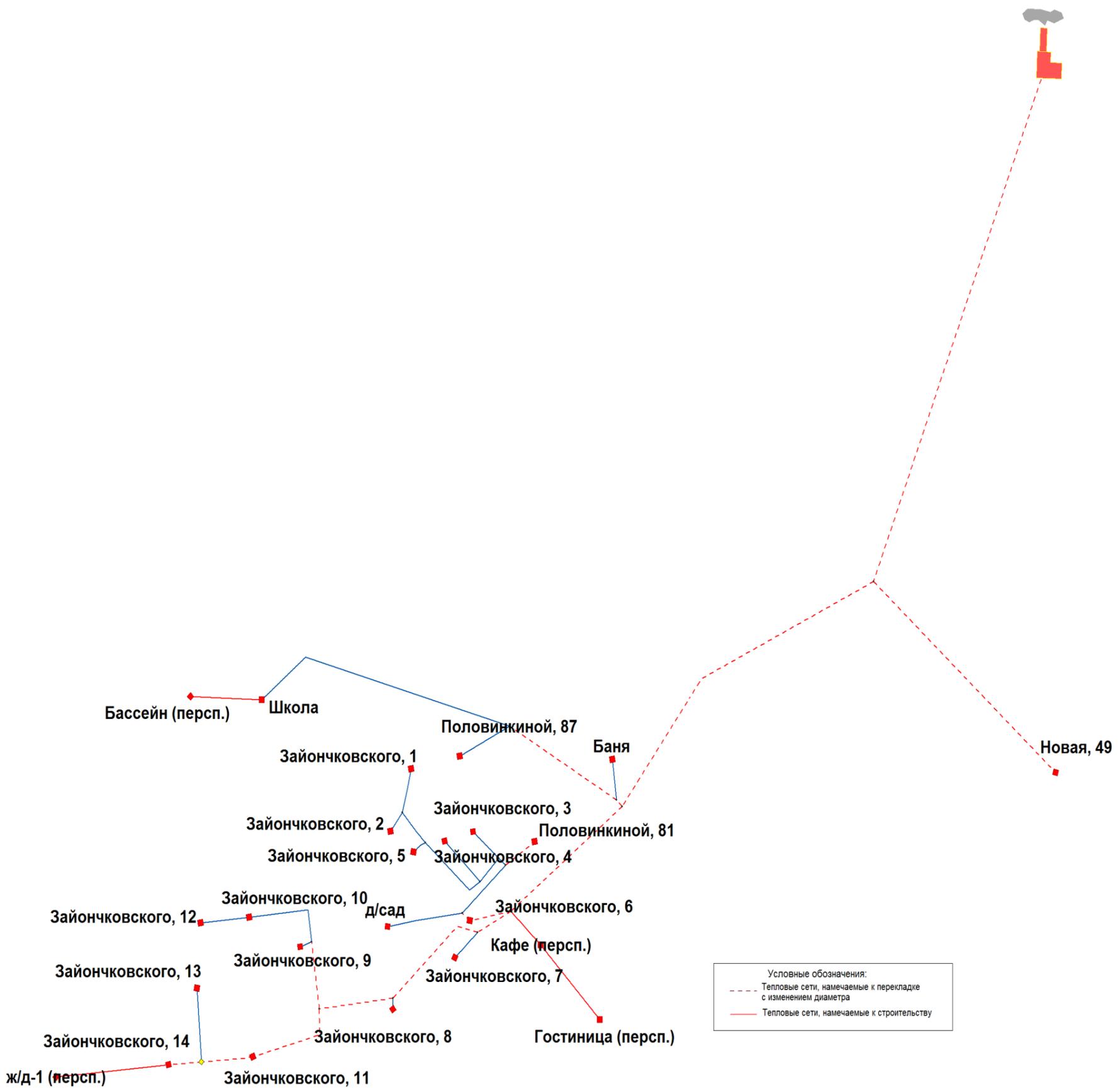


Рисунок 4.8. Схемы тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость на 2030 год (контур ГВС)

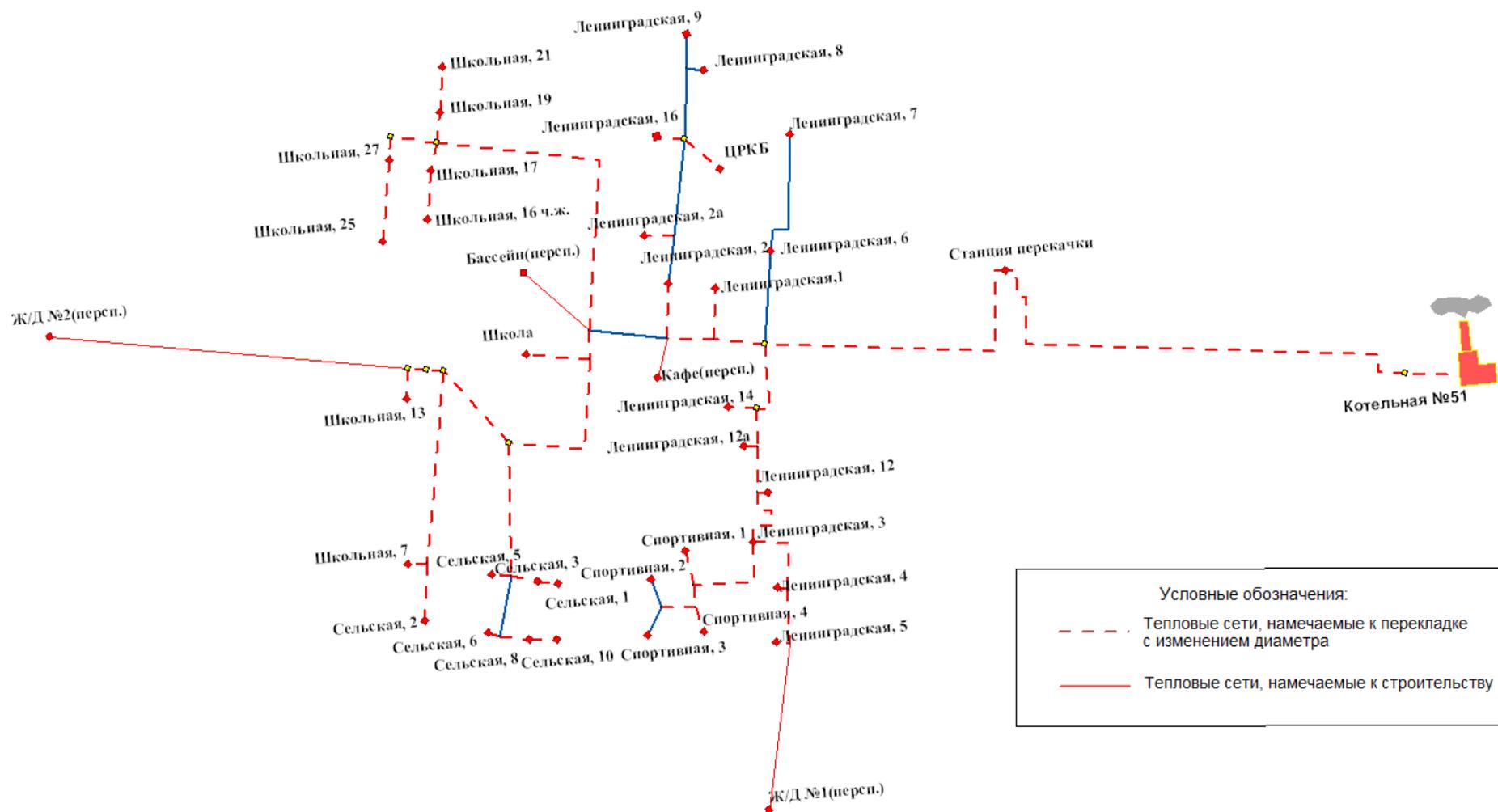


Рисунок 4.9. Схемы тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово на 2030 год(контур отопление)

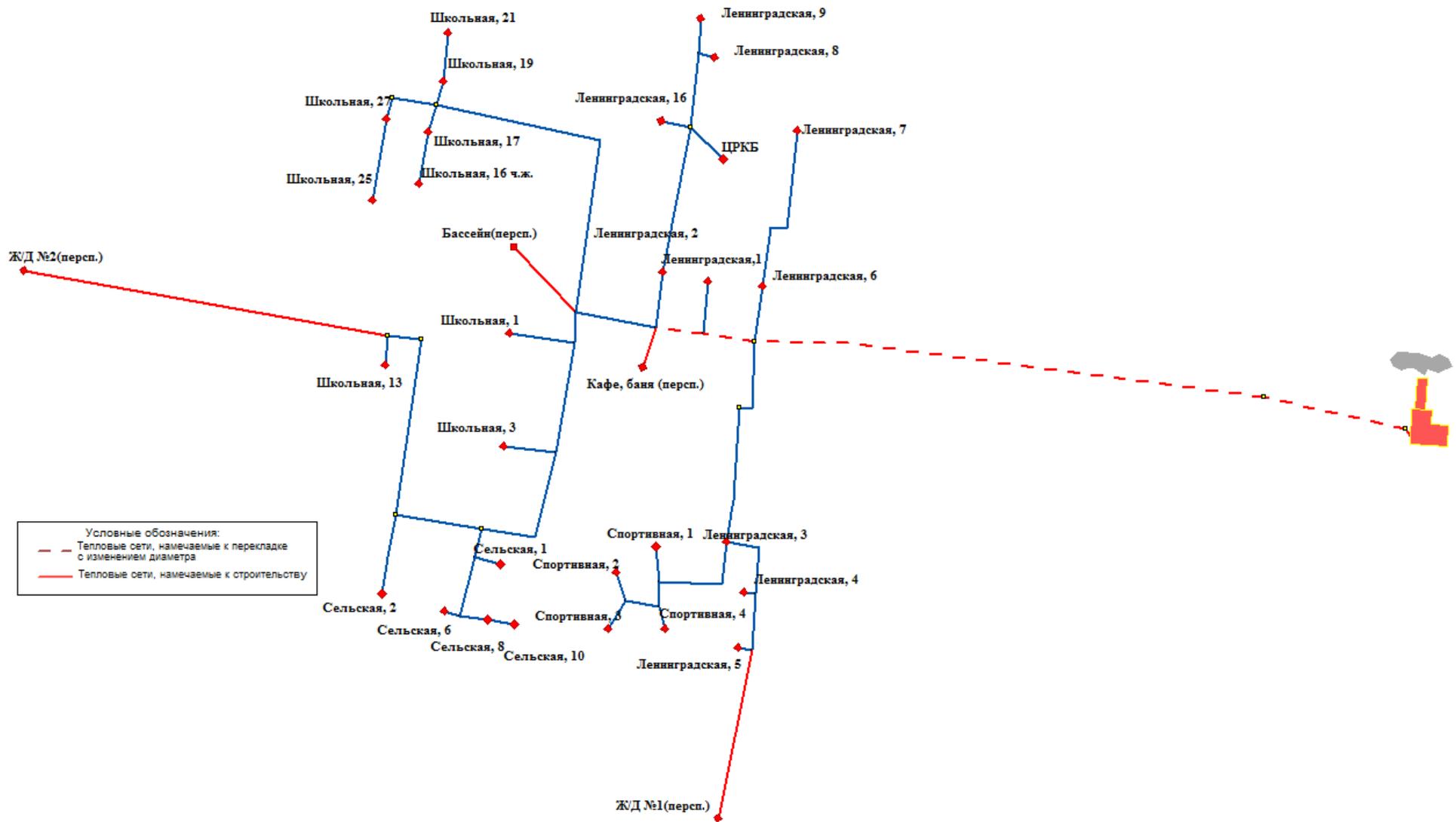


Рисунок 4.10. Схемы тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово на 2030 год(контур ГВС)

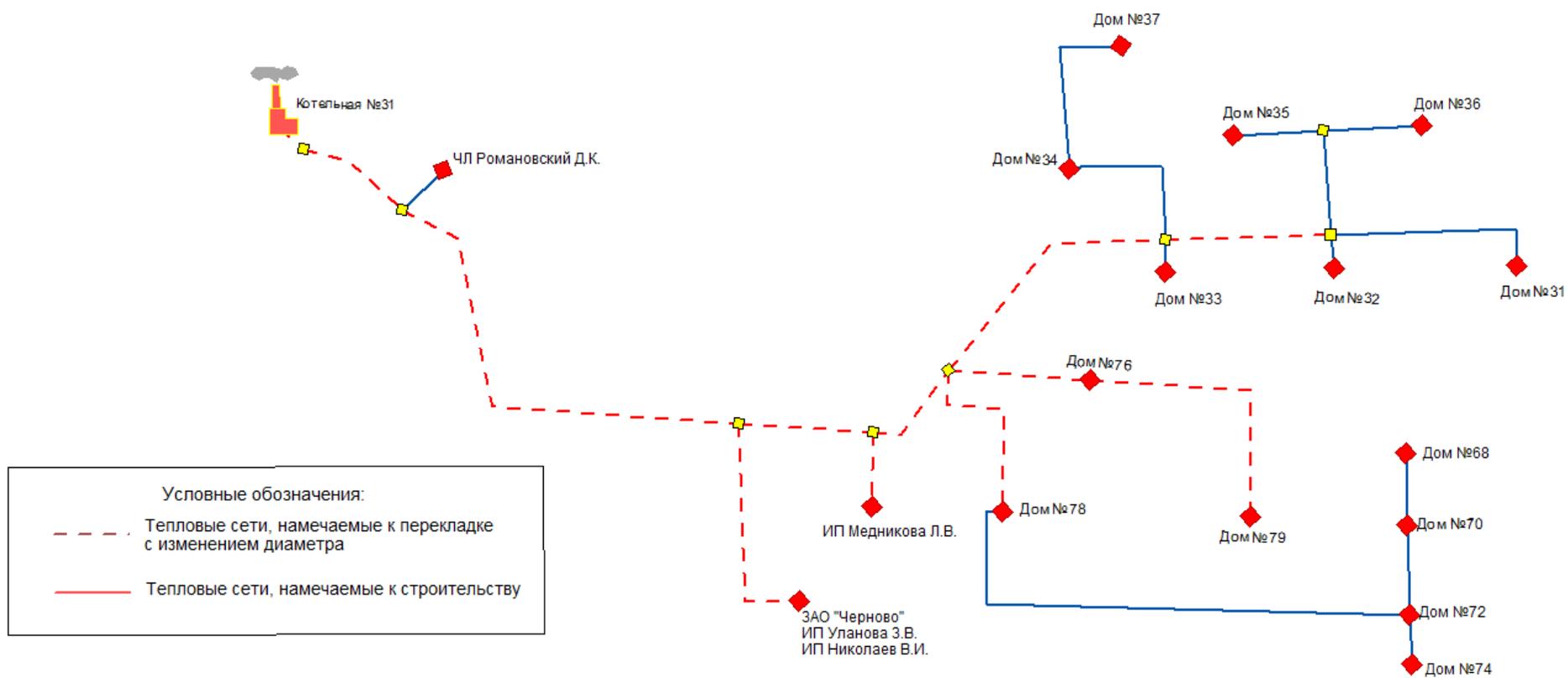


Рисунок 4.11. Схемы тепловых сетей котельной №31 дер. Большое Рейзино на 2030 год

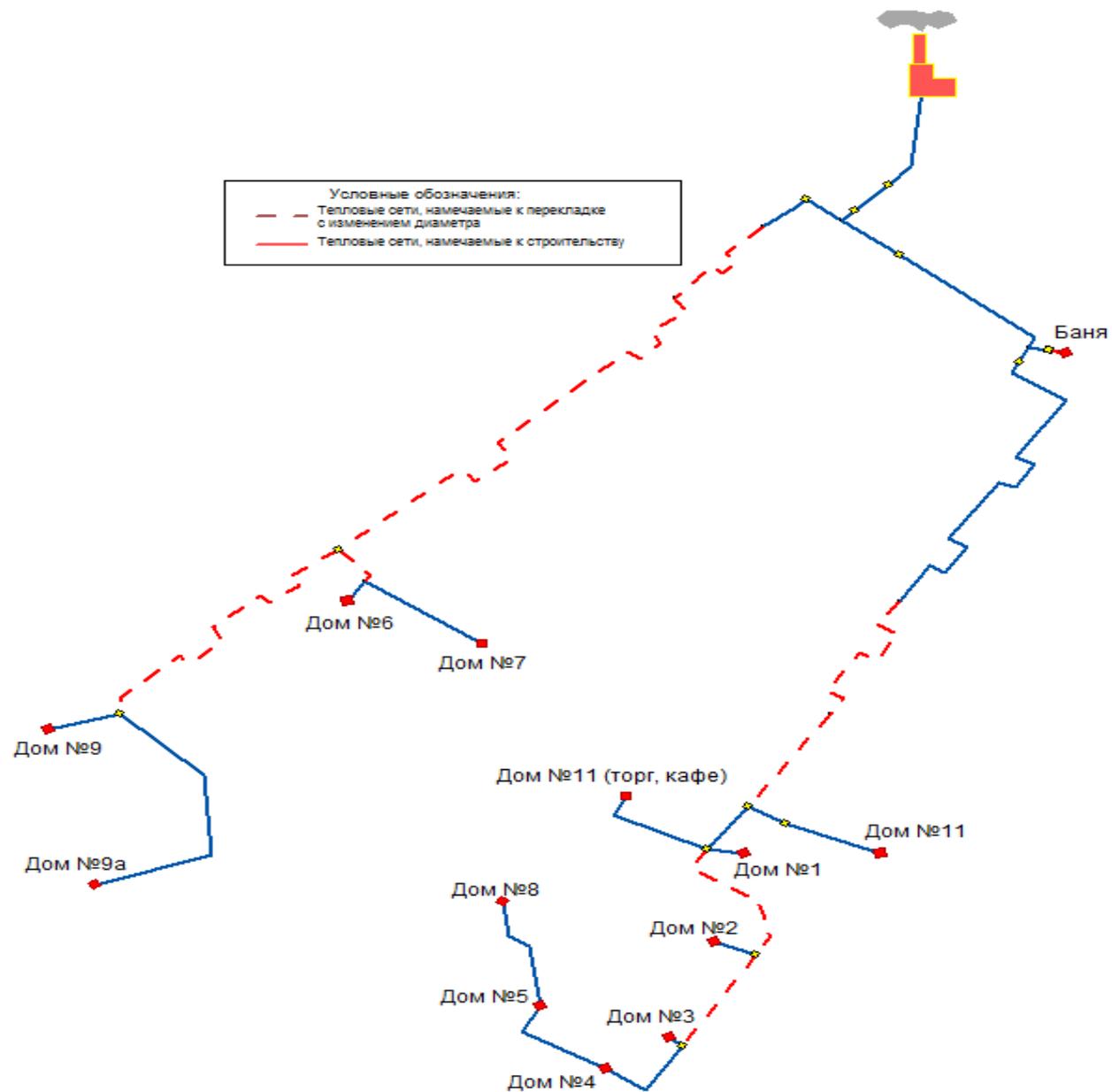


Рисунок 4.12. Схемы тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка на 2030 год (контур отопление)

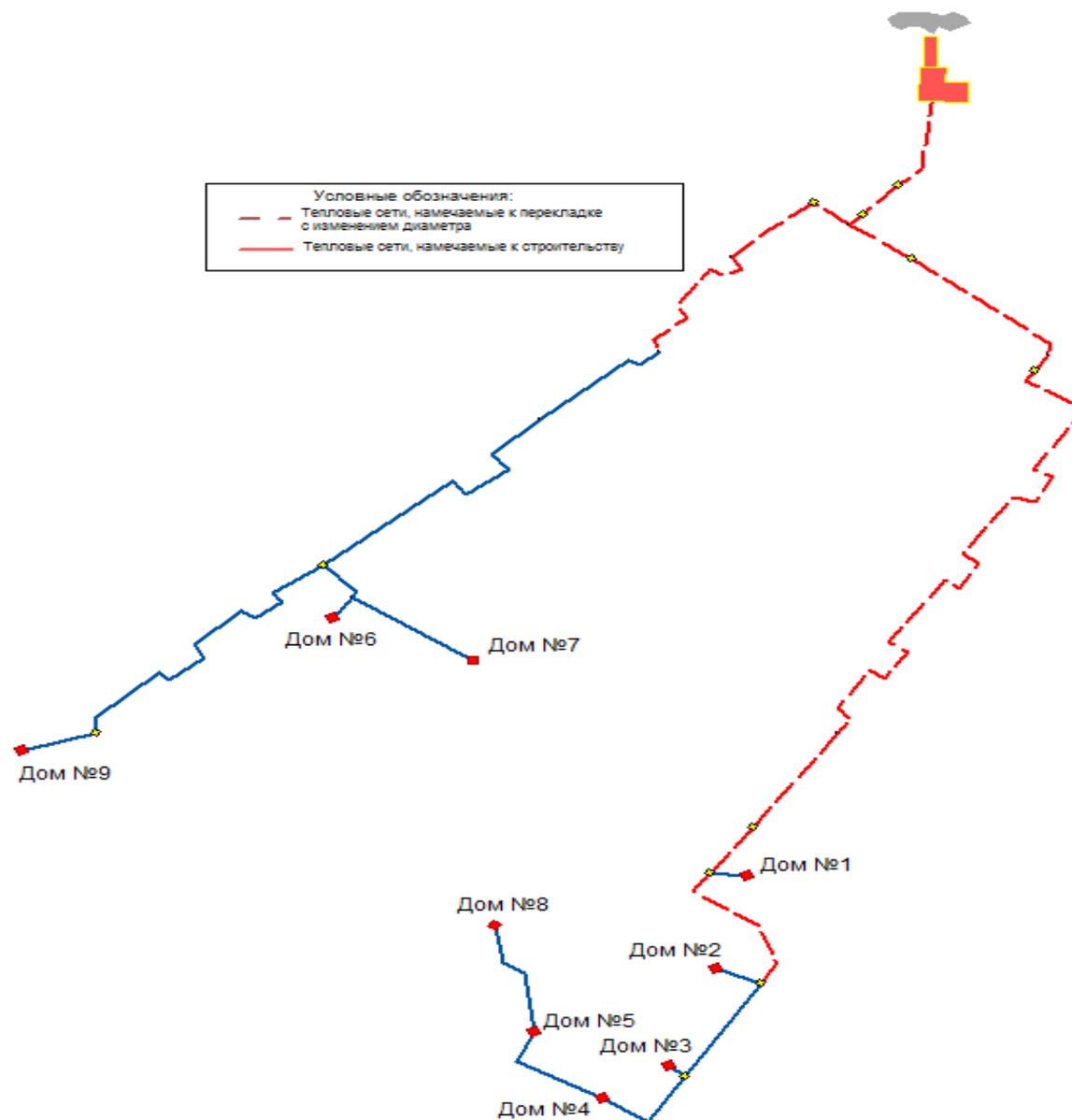


Рисунок 4.13. Схемы тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка на 2030 год (контур ГВС)

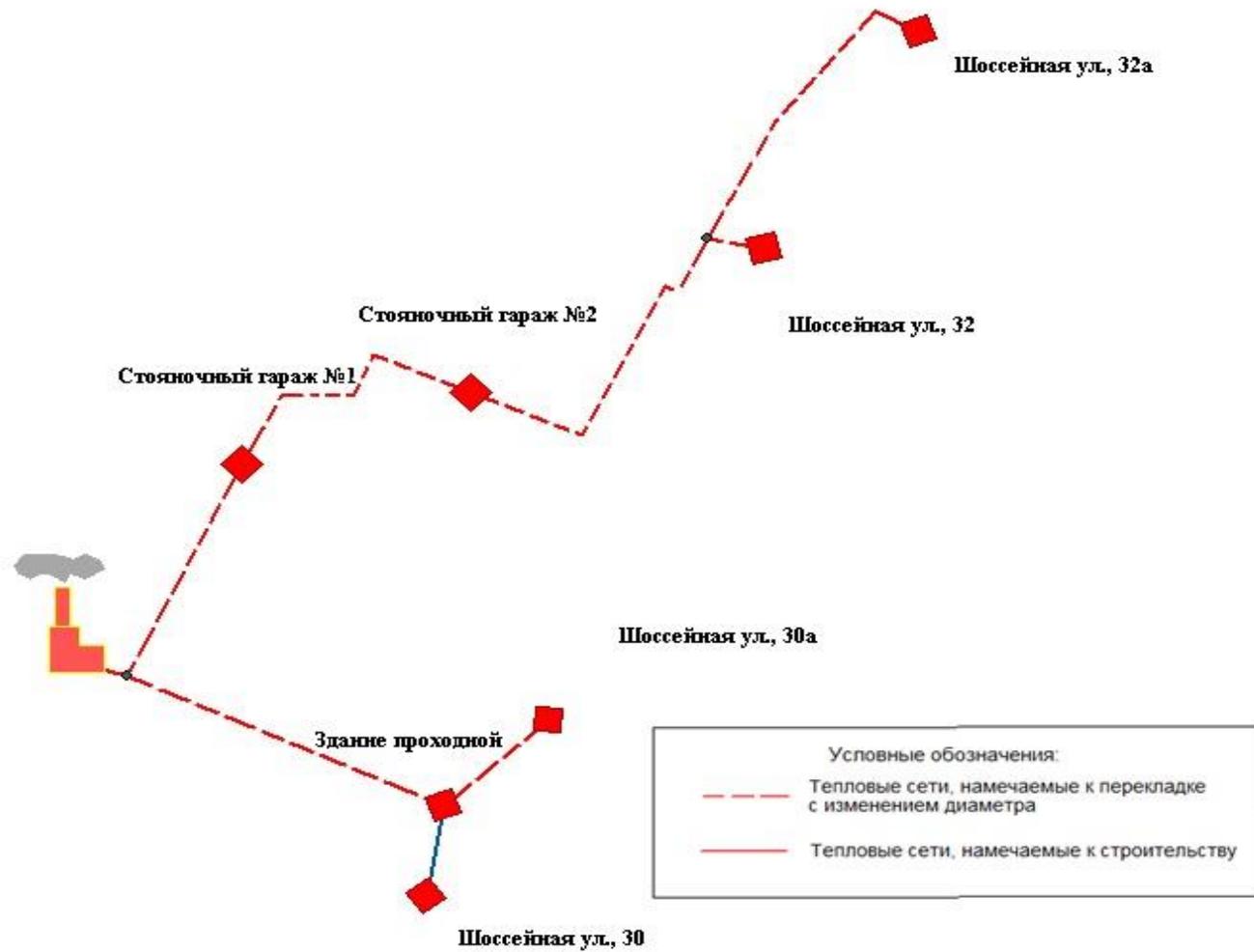


Рисунок 4.14. Схемы тепловых сетей котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка на 2030 год

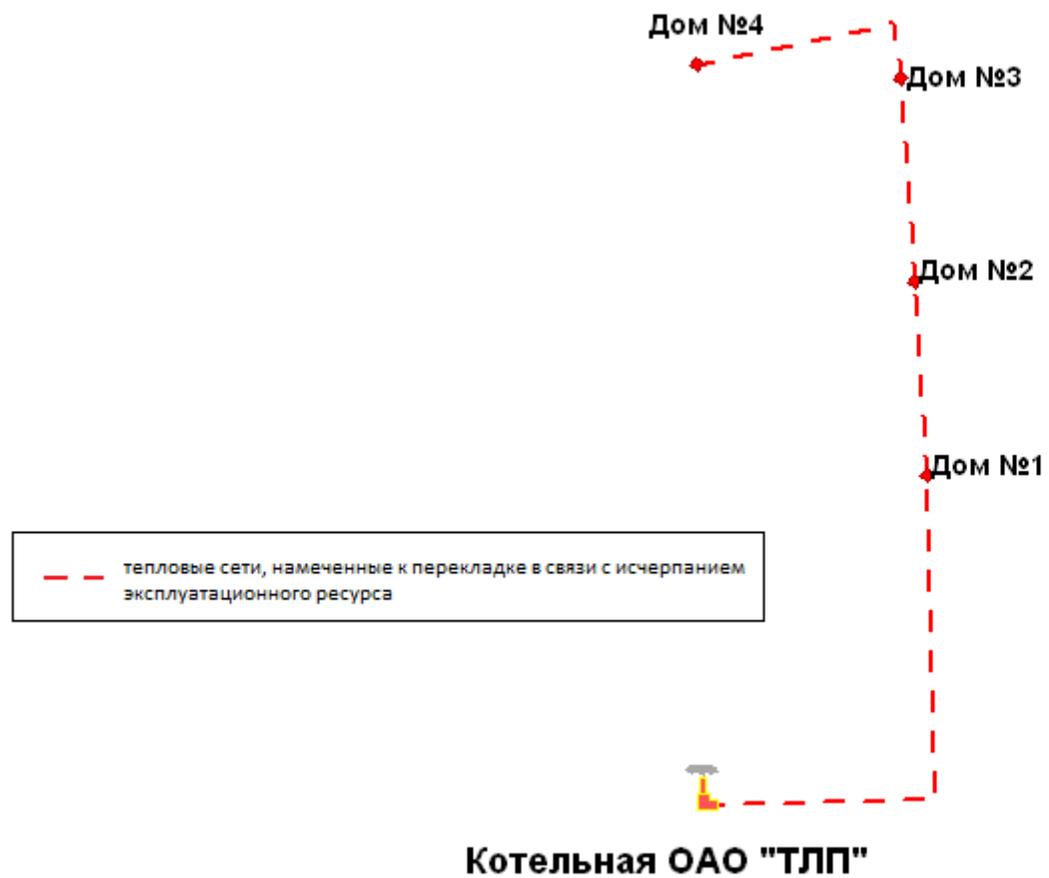


Рисунок 4.15. Схемы тепловых сетей котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово на 2030 год.

## **5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории Пудостьского сельского поселения, представлены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1.**      **Балансы производительности водоподготовительных установок**

	Ед. измерения	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №50 пос Пудость</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	273,99	273,99	273,99	273,99	273,99	273,99	212,73	214,80
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	8,82	8,89
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,53	0,54
Предельный часовой расход на заполнение		42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50
Производительность водоподготовительных установок	т/час	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	51,86	51,93
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	4,25	4,30
<b>Котельная №51 пос. Терволово</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	94,63	94,63	94,63	94,63	94,63	94,63	99,85	107,15
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,90	3,89
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,27
Предельный часовой расход на заполнение		42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50	42,50
Производительность водоподготовительных установок	т/час	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,65	46,66
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	2,00	2,14

	Ед. измерения	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №31 дер. Большое Рейзино</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	67,73	67,73	67,73	67,73	67,73	67,73	51,90	51,90
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,13	0,13
Предельный часовой расход на заполнение		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17	20,13	20,13
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,04	1,04
<b>Котельная №38 дер. Ивановка</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	78,11	78,11	78,11	78,11	78,11	78,11	66,10	66,10
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,17	0,17
Предельный часовой расход на заполнение		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57	21,54	21,54
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,32	1,32

	Ед. измерения	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка</b>									
Объем тепловой сети	м3	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	3,52	3,52
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,009	0,009
Предельный часовой расход на заполнение		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	0,00	0,00	5,003	5,003	5,003	5,003	5,003	5,003
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07	0,07
<b>Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово</b>									
Объем тепловой сети	м3	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Предельный часовой расход на заполнение		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	5,002	5,002	5,002
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07	0,02

## **6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **6.1. Общие положения**

На территории Пудостьского сельского поселения функционируют шесть источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №50 пос. Пудость
- Котельная №51 пос. Терволово
- Котельная №31 дер. Большое Рейзино
- Котельная №38 дер. Ивановка
- Котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка.
- Котельная ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

Котельные №50 и №51 введены в эксплуатацию в 1967 году, котельная №31 – в 1971 году, котельная №38 – в 1995 году, котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка – в 2010 году, котельная ОАО «ТЛП» - более 30 лет назад.

Нормативный срок эксплуатации основного оборудования, установленного на котельных №50, №51, №31, №38 и ОАО «ТЛП», составляет 20 лет. Таким образом, на расчетный срок до 2030 года ресурс работы оборудования будет исчерпан. В связи с этим предлагается провести следующие мероприятия:

1. Строительство БМК №51 в пос. Терволово в 2017 году установленной мощностью 5,16 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
2. Строительство БМК №38 в дер. Ивановка в 2015 году установленной мощностью 3,1 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
3. Строительство БМК №50 в пос. Пудость в 2017 году установленной мощностью 10,6 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.
4. Строительство БМК №31 в дер. Большое Рейзино в 2019 году установленной мощностью 3,01 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.

5. Строительство дизельной БМК в пос. Терволово в 2018 году установленной мощностью 0,129 Гкал/час, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной ОАО «Терволово-лесной питомник».

Теплофикационное оборудование котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка подвержено повышенному износу ввиду отсутствия системы водоподготовки. При ее наличии срок эксплуатации может быть значительно увеличен. В связи с этим предлагается установка системы водоподготовки Комплексон-6.

Реагент Комплексон-6 позволяет обрабатывать подпиточные воды, насыщая их определенной концентрацией ингибиторов, способствующих замедлению или предотвращению процессов образования накипи или коррозии, что немаловажно для металлических систем отопления и горячего водоснабжения. Применение АСДР Комплексон-6 позволяет увеличить продолжительность эксплуатационного срока котлов, систем отопления и ГВС, а также повысить эффективность работы котельных установок. Принцип работы реагента Комплексон-6 основан на свойствах реагента как адсорбента избирательного действия, препятствующих образованию кристаллов карбонатов кальция и магния и замедляющих окислительные процессы, которые приводят к коррозии металлических систем. Кроме того, система разрушающе воздействует на уже отложившиеся кристаллы накипи. Комплексон-6 обеспечивает автоматический контроль состояния воды в отопительных системах и системах ГВС. Расход реагента рассчитывается автоматически по показаниям расхода воды и полностью предотвращает передозировку реагента, которая недопустима при эксплуатации систем ГВС закрытого и открытого типа.

## **6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

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°C 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.

### **6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

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.

### **6.1. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Пудостьского сельского поселения отсутствуют.

### **6.2. 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.

### **6.3. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории Пудостьского сельского поселения,

предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

#### **6.4. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Пудостьского сельского поселения рассчитаны на основании прироста площади строительных фондов.

#### **6.5. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения**

Согласно п. 30 Гл. 2 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», 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.

В настоящее время методика определения радиуса эффективного теплоснабжения федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения не утверждена.

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки.

В силу того, что тепловые сети от источников централизованного теплоснабжения имеют относительно небольшую протяженность (протяженность тепловых сетей от котельной №50 пос. Пудость составляет 5250 м в двухтрубном исчислении, от котельной №51 пос. Терволово – 5960 м, от котельной №31 дер. Большое Рейзино - 1560 м, от котельной №38 дер. Ивановка – 4800 м, от котельной

ДРСУ пос. Мыза Ивановка – 315 м, от котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово - 197 м.), все потребители тепловой энергии попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

## **7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ**

### **7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности**

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 Пудостьского сельского поселения зон с дефицитом тепловой мощности.

### **7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Жилищная, комплексная или производственная застройка во вновь осваиваемых районах поселения не предполагается. На период разработки схемы теплоснабжения до 2030 года на территории Пудостьского сельского поселения планируется только уплотнительная застройка в зонах действия существующих источников тепловой энергии.

Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, представлен в таблице 7.1.

**Таблица 7.1.** Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

<b>Наименование источника централизованного теплоснабжения</b>	<b>Длина участка, м</b>	<b>Внутренний диаметр подающего трубопровода, м</b>	<b>Внутренний диаметр обратного трубопровода, м</b>	<b>Вид прокладки тепловой сети</b>
Котельная №50	25	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №50	200	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №50	92	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №50	145	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №51	140	0,05	0,05	Подземная канальная
Котельная №51	200	0,05	0,05	Подземная канальная
Котельная №51	30	0,05	0,05	Подземная канальная
Котельная №51	70	0,05	0,05	Подземная канальная

### **7.3. Строительство или реконструкция 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.

### **7.4. 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.

### **7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, а также обеспечения оптимального гидравлического режима Схемой теплоснабжения предусматривается перекладка ряда участков тепловых сетей с изменением диаметра.

Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров, представлен в таблицах 7.2 – 7.9.

**Таблица 7.2.** Перечень участков тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
y5	y6	30	Надземная	0,3	0,3	0,25	0,25
y8	y9	145	Подземная канальная	0,2	0,2	0,25	0,25
y9	Зайончковского, 7	5	Подземная канальная	0,1	0,1	0,08	0,08
y9	y10	70	Подземная канальная	0,2	0,2	0,25	0,25
y10	Зайончковского, 8	5	Подземная канальная	0,1	0,1	0,08	0,08
y10	y11	60	Подземная канальная	0,2	0,2	0,25	0,25
y11	Зайончковского, 11	243	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,2	0,2
Зайончковского, 11	y12	15	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,175	0,175
y12	Зайончковского, 14	6	Подземная канальная	0,1	0,1	0,175	0,175
y12	Зайончковского, 13	15	Подземная канальная	0,1	0,1	0,07	0,07
y11	y13	241	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,15	0,15
y8	Зайончковского, 6	18	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
Зайончковского, 6	y14	30	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,1	0,1
y14	Зайончковского, 15 (д/сад)	30	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
y15	y16	60	Подземная канальная	0,125	0,125	0,1	0,1
y16	Зайончковского, 3 + ЦРКБ	5	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y16	y17	20	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,1	0,1
y17	y18	10	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,08	0,08
y17	Зайончковского, 4	5	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
y18	y19	40	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,07	0,07
y19	Зайончковского, 2 + банк	10	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y19	Зайончковского, 1	50	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y20	Половинкиной, 87	70	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y21	Половинкиной, 89 (МУК)	40	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
y21	Половинкиной, 91 (шк)	63	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,1	0,1
y21	Половинкиной, 91 (тепл)	70	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y7	y22	90	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
y22	Половинкиной, 64а (баня)	68	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
y2	y5	570	Надземная	0,3	0,3	0,25	0,25
y14	y15	40	Подземная канальная	0,125	0,125	0,1	0,1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
у7	у8	100	Надземная	0,2	0,2	0,25	0,25
Бойлерная	у7	100	Надземная	0,3	0,3	0,25	0,25
Бойлерная	ч.ж. 33	30	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
у6	Бойлерная	100	Надземная	0,3	0,3	0,25	0,25
у5	ч.ж. 36	40	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
у1	Новая, 10	440	Надземная	0,2	0,2	0,125	0,125
у1	у2	200	Надземная	0,3	0,3	0,25	0,25
у18	Зайончковского, 5	10	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07

**Таблица 7.3.**Перечень участков тепловых сетей котельной №50 пос. Пудость, реконструируемых с изменением диаметров (контур ГВС)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
у4	у5	22	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,05
у5	у6	22	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,05
у6	у7	10	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,05
у7	Зайончковского, 11	27	Подземная бесканальная	0,07	0,07	0,07	0,05
Зайончковского, 11	у8	20	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,05
у8	Зайончковского, 14	20	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,05
у7	у9	25	Подземная бесканальная	0,07	0,07	0,07	0,05
у4	Зайончковского,	12	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05

	6						
Зайончковского, 6	y10	30	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
y11	Половинкиной, 81	29	Надземная	0,04	0,04	0,05	0,05
y3	y17	100	Надземная	0,07	0,05	0,05	0,05
y17	y16	62	Надземная	0,07	0,05	0,05	0,05
y3	y4	58	Подземная бесканальная	0,125	0,1	0,1	0,05
y1	Новая, 49	34	Надземная	0,1	0,07	0,08	0,05
Котельная №50	y1	25	Надземная	0,125	0,08	0,125	0,05
y1	y3	250	Надземная	0,125	0,08	0,1	0,05

**Таблица 7.4.** Перечень участков тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТК-1	ТК-2	50	Надземная	0,2	0,2	0,25	0,25
ТК-3	ТК	33	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,125	0,125
ТК	Ленинградская, 14	28	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
ТК	У1	40	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,125	0,125
У1	У2	145	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,125	0,125
У2	Ленинградская, 12	10	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,04	0,04
У1	Ленинградская, 12а	10	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
У2	Ленинградская, 3	37	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,125	0,125
Ленинградская, 3	У3	125	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,07	0,07
У3	Ленинградская, 5	62	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
У3	Ленинградская, 4	10	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
Ленинградская, 3	У4	35	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,08
У4	Спортивная, 1	78	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
У4	У5	48	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,07
У5	Спортивная, 4	9	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
У5	У6	34	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,07
ТК-3	У7	82	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,2	0,2
У7	Ленинградская, 1	118	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,08
У7	У8	75	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,175	0,175
У8	Ленинградская, 2	43	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,15	0,15
ТК-9	Ленинградская, 16	56	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
У9	У10	9	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,125	0,125
У10	Школьная, 1	44	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
ТК-4	ТК-5	79	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,125	0,125
ТК-5	У11	54	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04
У11	Школьная, 7	10	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
У11	Сельская, 2	10	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04
ТК-4	У12	62	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У13	Сельская, 6	22	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032
У13	Сельская, 8	22	Надземная	0,05	0,05	0,04	0,04
Сельская, 8	Сельская, 10	26	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032
У12	Сельская, 5	19	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032
У12	Сельская, 3	19	Надземная	0,05	0,05	0,04	0,04
Сельская, 3	Сельская, 1	32	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032
ТК-5	ТК-5А	14	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,125	0,125
ТК-5А	ТК-6	46	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,125	0,125
ТК-6	Школьная, 13	42	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
У9	ТК-7	233	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,07	0,07
ТК-7	Школьная, 17	28	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04
Школьная, 17	Школьная, 16 ч.ж.	38	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
ТК-7	ТК-8	45	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Школьная, 27	Школьная, 25	50	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
У14	Ленинградская, 2а	27	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
Станция перекачки	ТК-3	39	Надземная	0,2	0,2	0,25	0,25
ТК-2	Станция перекачки	352	Надземная	0,2	0,2	0,25	0,25
ТК-9	ЦРКБ	49	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
У10	ТК-4	201	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,125	0,125
ТК-8	Школьная, 27	70	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04
ТК-7	Школьная, 19	40	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,04	0,04
Школьная, 19	Школьная, 21	60	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032

**Таблица 7.5.** Перечень участков тепловых сетей котельной №51 пос. Терволово, реконструируемых с изменением диаметров (контур ГВС)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТК-2	ТК-3	188	Надземная	0,1	0,05	0,08	0,05
У0	ТК-1	28	Надземная	0,1	0,05	0,08	0,05
У5	У6	54	Подземная бесканальная	0,1	0,05	0,07	0,05
ТК-3	У5	50	Подземная бесканальная	0,1	0,05	0,07	0,05
ТК-1	ТК-2	15	Надземная	0,1	0,05	0,08	0,05

**Таблица 7.6.** Перечень участков тепловых сетей котельной №31 дер. Большое Рейзино, реконструируемых с изменением диаметров

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТК-4	ЗАО, Уланова, Николаев	32	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05
ТК-4	ТК-5	58	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
ТК-5	ТК-6	52	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
ТК-6	78	95	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
ТК-6	76	22	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,07	0,07
76	д/сад	71	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТК-6	ТК-7	117	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,15	0,15
ТК-7	ТК-9	67	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
ТК-3	ТК-4	397	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
ТК-1	ТК-3	195	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
Котельная №31	ТК-1	15	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
ТК-5	ИП Медникова Л.В.	23	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,05	0,05

**Таблица 7.7.**Перечень участков тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТУ-10	У-10	50	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,1	0,1
ТУ-8	ТК	87	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,1	0,1
ТК	У9	40	Подземная бесканальная	0,125	0,125	0,082	0,082
ТУ-5	Баня	75	Надземная	0,05	0,05	0,025	0,025
у4	у9	20	Надземная	0,15	0,15	0,125	0,125
у9	ТУ-9	200	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
ТУ-10	ТУ-11	201	Надземная	0,1	0,1	0,082	0,082
у3	у10	73	Надземная	0,125	0,125	0,1	0,1
у10	ТУ-10	240	Надземная	0,125	0,125	0,1	0,1

**Таблица 7.8.** Перечень участков тепловых сетей котельной №38 дер. Ивановка, реконструируемых с изменением диаметров (контур ГВС)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная №38	ТУ-1	43	Надземная	0,15	0,1	0,07	0,05
У3	У2	35	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-3	У3	35	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
У4	ТУ-9	234	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-1	ТУ-1/1	20	Надземная	0,15	0,1	0,07	0,05
ТУ-4	У4	247	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-1/1	У1	20	Надземная	0,15	0,1	0,07	0,05
У5	ТУ-4	5	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
У1	ТУ-3	50	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
У1	ТУ-2	60	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-2	У5	110	Надземная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-9	ТУ-8	10	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,05	0,05
ТУ-8	ТК	90	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,05	0,05

**Таблица 7.9.**Перечень участков тепловых сетей котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка, реконструируемых с изменением диаметров

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
У2	Стояночный гараж №1	49	Надземная	0,05	0,05	0,1	0,1
У10	Шоссейная ул., 32	14	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У10	Шоссейная ул., 32А	9	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У2	Здание проходной	71	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
Здание проходной	Шоссейная ул., 30А	28	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
Стояночный гараж №1	Стояночный гараж №2	62,5	Надземная	0,05	0,05	0,1	0,1
Стояночный гараж №2	У10	80	Надземная	0,05	0,05	0,08	0,08
Котельная ДРСУ	У10	1	Надземная	0,05	0,05	0,125	0,125

## 7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Все сети на территории Пудостьского сельского поселения проложены в период до 1989 года, т.е. срок их эксплуатации превышает 25 лет. В период с 2020 года предлагается постепенная перекладка всех тепловых сетей. Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки или оптимального гидравлического режима, представлен в пункте 7.5. В таблицах 7.10 – 7.18. представлен перечень тепловых сетей, перекладка которых производится без изменения диаметров.

**Таблица 7.10.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №50 (контур отопление), подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
у6	ч.ж. 34	29	0,05	0,05	Надземная
у13	Зайончковского, 9	5	0,1	0,1	Подземная канальная
у15	Половинкиной, 81	85	0,05	0,05	Подземная канальная
у13	Зайончковского, 10	18	0,125	0,125	Подземная бесканальная
у22	у20	413	0,125	0,125	Подземная бесканальная
Котельная №50	у1	100	0,3	0,3	Надземная
у20	у21	129	0,125	0,125	Подземная бесканальная
Зайончковского, 10	Зайончковского, 12	20	0,1	0,1	Подземная канальная

**Таблица 7.11.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №50 (контур ГВС), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
y10	y11	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y10	Зайончковского, 15 (д/сад)	100	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y8	Зайончковского, 13	50	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y6	Зайончковского, 8	5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y11	y12	30	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y12	Зайончковского, 3	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y12	y13	30	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y13	y14	15	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y14	Зайончковского, 5	25	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y13	Зайончковского, 4	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y14	y15	42	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y15	Зайончковского, 2	20	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y15	Зайончковского, 1	22	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y16	Половинкиной, 87	20	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y5	Зайончковского, 7	5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y9	Зайончковского, 9	5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y9	Зайончковского, 10	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
y17	Половинкиной, 64а (баня)	8	0,05	0,05	Надземная
y16	Половинкиной, 91 (шк)	60	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Зайончковского, 10	Зайончковского, 12	25	0,05	0,05	Подземная бесканальная

**Таблица 7.12.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №51 (контур отопления), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК-3	Ленинградская, 6	58	0,125	0,125	Подземная бесканальная
Ленинградская, 6	Ленинградская, 7	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
У6	Спортивная, 3	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У6	Спортивная, 2	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У8	У9	63	0,15	0,15	Подземная бесканальная
Ленинградская, 2	У14	42	0,125	0,125	Подземная бесканальная
ТК-9	У15	39	0,125	0,125	Подземная бесканальная
У12	У13	66	0,05	0,05	Надземная
У14	ТК-9	29	0,125	0,125	Подземная бесканальная
У15	Ленинградская, 8	119	0,1	0,1	Подземная бесканальная
У15	Ленинградская, 9	98	0,1	0,1	Подземная бесканальная

**Таблица 7.13.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №51 (контур ГВС), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
У2	У3	32	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У3	Спортивная, 4	6	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У3	У4	23	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У4	Спортивная, 3	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У4	Спортивная, 2	24	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-3	Ленинградская, 6	59	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У5	Ленинградская, 1	21	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Ленинградская, 6	Ленинградская,	91	0,05	0,05	Подземная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
	7				бесканальная
У6	У7	34	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У6	Ленинградская, 2	49	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-9	Ленинградская, 16	45	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-9	У11	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У7	У8	6	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У8	Школьная, 1	32	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-4	ТК-5	53	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-4	У9	42	0,05	0,05	Надземная
У9	У10	45	0,05	0,05	Надземная
У10	Сельская, 6	15	0,05	0,05	Надземная
У10	Сельская, 8	15	0,05	0,05	Надземная
Сельская, 8	Сельская, 10	18	0,05	0,05	Надземная
ТК-5а	ТК-6	31	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-6	Школьная, 13	29	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У7	ТК-7	158	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-7	Школьная, 17	19	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Школьная, 17	Школьная, 16 ч.ж.	26	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-7	ТК-8	30	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Школьная, 27	Школьная, 25	28	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №51	У0	21	0,1	0,05	Надземная
ТК-9	ЦРКБ	34	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У8	У12	81	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-3	ТК	79	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У11	Ленинградская, 8	16	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У11	Ленинградская, 9	52	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-8	Школьная, 27	41	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-7	Школьная, 19	47	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Школьная, 19	Школьная, 21	61	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У12	ТК-4	63	0,05	0,05	Подземная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
					бесканальная
У12	Школьная, 3	16	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Ленинградская, 3	У1	56	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-5	ТК-5а	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У2	Спортивная, 1	55	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Ленинградская, 3	У2	22	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У1	Ленинградская, 4	7	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У1	Р-1	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-5	Сельская, 2	67	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК	Ленинградская, 3	115	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Ленинградская, 2	ТК-9	72	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У9	Сельская, 1	34	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Р-1	Ленинградская, 5	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная

**Таблица 7.14.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №31, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
70	68	14,5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-9	32	5	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТК-9	31	66	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТК-9	ТК-10	38	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-10	36	10	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТК-10	35	26	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТК-7	34	49	0,1	0,1	Подземная бесканальная
34	37	66	0,08	0,08	Подземная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
					бесканальная
78	72	93	0,08	0,08	Подземная бесканальная
72	74	20	0,05		Подземная бесканальная
72	70	14,5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-3	ЧП Романовский Д.К,	5	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-7	33	5	0,08	0,08	Подземная бесканальная

**Таблица 7.15.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №38 (контур отопления), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №38	ТУ-1	140	0,207	0,207	Надземная
ТУ-1	ТУ-1/1	40	0,207	0,207	Надземная
ТУ-1/1	У1	22	0,207	0,207	Надземная
У1	ТУ-3	35	0,15	0,15	Надземная
У-10	Дом №7	10	0,1	0,1	Подземная бесканальная
У-10	Дом №6	158	0,069	0,069	Подземная бесканальная
ТУ-11	Дом №9	8	0,082	0,082	Подземная бесканальная
ТУ-11	Дом №9а	238	0,05	0,05	Надземная
У1	ТУ-2	60	0,15	0,15	Надземная
ТУ-2	У5	115	0,15	0,15	Надземная
ТУ-4	у4	197	0,15	0,15	Надземная
ТУ-9	ТУ-7	10	0,069	0,069	Подземная бесканальная
ТУ-9	ТУ-8	84	0,125	0,125	Подземная бесканальная
ТУ-8	Дом №1	50	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК	Дом №2	90	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У9	Дом №3	57	0,082	0,082	Надземная
У9	Дом №4	55	0,082	0,082	Подземная бесканальная
Дом №4	Дом №5	70	0,082	0,082	Подземная бесканальная
Дом №5	Дом №8	48	0,082	0,082	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
У5	ТУ-4	14	0,15	0,15	Надземная
У5	ТУ-5	75	0,04	0,04	Подземная бесканальная
ТУ-3	у3	35	0,15	0,15	Надземная
ТУ-7	Дом №11	134	0,069	0,069	Подземная бесканальная
ТУ-8	Дом №11 (торг, кафе)	100	0,05	0,05	Надземная

**Таблица 7.16.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №38 (контур ГВС), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр под. трубопровода, м	Внутренний диаметр обр. трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК	Дом №2	162	0,05	0,05	Надземная
ТК	У6	52	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТУ-8	Дом №1	5	0,08	0,08	Подземная бесканальная
У6	Дом №3	5	0,08	0,08	Подземная бесканальная
У6	Дом №4	57	0,08	0,08	Надземная
Дом №4	Дом №5	70	0,08	0,08	Подземная бесканальная
ТУ-11	Дом №9	5	0,05	0,05	Надземная
У-10	Дом №6	60	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У-10	Дом №7	60	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТУ-10	У-10	25	0,08	0,05	Подземная бесканальная
Дом №5	Дом №8	34	0,08	0,08	Подземная бесканальная
У5	ТУ-10	195	0,08	0,08	Подземная бесканальная
У2	У5	158	0,08	0,08	Надземная
ТУ-10	ТУ-11	125	0,07	0,07	Надземная

**Таблица 7.17.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной ДРСУ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр под. трубопровода, м	Внутренний диаметр обр. трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Здание проходной	Шоссейная ул., 30	23	0,05	0,05	Надземная

**Таблица 7.18.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной ОАО «ТЛП», подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр под. трубопровода, м	Внутренний диаметр обр. трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
котельная	Дом№1	84	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Дом№1	Дом№2	35	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Дом№2	Дом№3	32	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Дом№3	Дом№4	46	0,05	0,05	Подземная бесканальная

## **8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

### **8.1. 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, городского округа**

В качестве основного топлива на источниках централизованного теплоснабжения, котельных №50, №51, №31, №38 используется природный газ, на котельной ДРСУ – уголь, на котельной ОАО «ТЛП» - дрова.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельных на территории Пудостьского сельского поселения представлены в таблицах 8.1 – 8.6.

**Таблица 8.1.** Топливный баланс котельной №50 пос. Пудость

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	18285,4	20941,33	20941,33	20356,24	20356,24	22478,25	22705,19
УРУТ	кг у.т./Гкал	174,61	174,61	174,61	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	153,17	153,17	153,17	135,96	135,96	135,96	135,96
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	1616,83	1813,01	1813,01	1564,43	1564,43	1669,01	1683,36
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	159,55	178,91	178,91	154,38	154,38	162,05	163,32
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	569,20	638,26	638,26	550,75	550,75	585,11	590,03
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	м <sup>3</sup> /час	1418,27	1590,36	1590,36	1372,31	1372,31	1464,05	1476,63
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	м <sup>3</sup> /час	139,96	156,94	156,94	135,42	135,42	142,15	143,27
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	м <sup>3</sup> /час	499,30	559,88	559,88	483,11	483,11	513,26	517,57
Годовой расход условного топлива	т у т	3192,50	3656,57	3656,57	3155,22	3155,22	3484,13	3519,30
Годовой расход натурального топлива	тыс м <sup>3</sup>	2800,44	3207,51	3207,51	2767,73	2767,73	3056,25	3087,11

**Таблица 8.2.** Топливный баланс котельной №51 пос. Терволово

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	11800,4	14090,36	14094,24	13639,58	13639,58	11706,53	14937,38
УРУТ	кг у.т./Гкал	158,21	158,21	158,21	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	138,78	138,78	138,78	135,96	135,96	135,96	135,96
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	645,31	783,56	783,78	743,10	743,10	640,49	844,75
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	66,95	81,29	81,31	77,09	77,09	66,59	89,29
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	66,95	81,29	81,31	77,09	77,09	66,59	89,29
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	м <sup>3</sup> /час	566,06	687,33	687,52	651,85	651,85	561,84	741,01
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	м <sup>3</sup> /час	58,72	71,31	71,32	67,62	67,62	58,41	78,32
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	м <sup>3</sup> /час	58,72	71,31	71,32	67,62	67,62	58,41	78,32
Годовой расход условного топлива	т у т	1801,43	2229,24	2229,85	2114,14	2114,14	1814,51	2315,29
Годовой расход натурального топлива	тыс м <sup>3</sup>	1580,20	1955,47	1956,01	1854,50	1854,50	1591,68	2030,96

**Таблица 8.3.** Топливный баланс котельной №31 дер. Большое Рейзино

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	4067,1	4624,40	4624,40	4624,40	4624,40	4047,51	4047,51
УРУТ	кг у.т./Гкал	160,38	160,380	160,380	160,380	160,380	155,000	155,000
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	140,68	140,68	140,68	140,68	140,68	135,96	135,96
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	260,70	295,17	295,17	295,17	295,17	249,68	249,68
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	68,01	77,00	77,00	77,00	77,00	65,13	65,13
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м <sup>3</sup> /час	228,68	258,92	258,92	258,92	258,92	219,02	219,02
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м <sup>3</sup> /час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м <sup>3</sup> /час	59,66	67,54	67,54	67,54	67,54	57,14	57,14
Годовой расход условного топлива	т у т	652,33	741,66	741,66	741,66	741,66	627,36	627,36
Годовой расход натурального топлива	тыс м <sup>3</sup>	572,22	650,58	650,58	650,58	650,58	550,32	550,32

**Таблица 8.4.** Топливный баланс котельной №38 дер. Ивановка

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	6867,0	8793,38	8793,38	8793,38	8793,38	6497,82	6497,82
УРУТ	кг у.т./Гкал	156,71	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	137,46	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	394,05	490,24	490,24	490,24	490,24	362,26	362,26
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	27,40	34,09	34,09	34,09	34,09	25,19	25,19
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	128,11	159,38	159,38	159,38	159,38	117,77	117,77
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	м <sup>3</sup> /час	345,66	430,04	430,04	430,04	430,04	317,77	317,77
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	м <sup>3</sup> /час	24,03	29,90	29,90	29,90	29,90	22,09	22,09
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	м <sup>3</sup> /час	112,38	139,81	139,81	139,81	139,81	103,31	103,31
Годовой расход условного топлива	т у т	1075,93	1362,97	1362,97	1362,97	1362,97	1007,16	1007,16
Годовой расход натурального топлива	тыс м <sup>3</sup>	943,80	1195,59	1195,59	1195,59	1195,59	883,48	883,48

**Таблица 8.5.** Топливный баланс котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	2299,5	2299,5	2299,5	2299,5	2299,5	2258,48	2258,48
УРУТ	кг у.т./Гкал	195,00	195,000	195,000	195,000	195,000	195,000	195,000
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	256,34	256,34	256,34	256,34	256,34	256,34	256,34
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	188.80	188.80	188.80	188.80	188.80	176,00	176,00
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	49.25	49.25	49.25	49.25	49.25	45,91	45,91
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	т/час	248.19	248.19	248.19	248.19	248.19	231,36	231,36
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	т/час	64.75	64.75	64.75	64.75	64.75	60,36	60,36
Годовой расход условного топлива	т у т	472.43	472.43	472.43	472.43	472.43	440,40	440,40
Годовой расход натурального топлива	т	624.04	624.04	624.04	624.04	624.04	578,93	578,93

**Таблица 8.6.** Топливный баланс котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	257,86	257,86	236,37	236,37	236,37	227,45	227,45
УРУТ	кг у.т./Гкал	330,00	330,000	330,000	330,000	170,000	170,000	170,000
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	1155,00	1155,00	1155,00	1155,00	116,67	116,67	116,67
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	34,00	31,17	31,17	31,17	15,45	15,45	15,45
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	8,87	8,13	8,13	8,13	4,03	4,03	4,03
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	т/час	119,00	109,09	109,09	109,09	10,60	10,60	10,60
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	т/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	т/час	31,04	28,46	28,46	28,46	2,77	2,77	2,77
Годовой расход условного топлива	т у т	85,09	78,00	78,00	78,00	38,67	38,67	38,67
Годовой расход натурального топлива	т	297,83	273,01	273,01	273,01	26,54	26,54	26,54

## **8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива**

На источниках тепловой энергии, расположенных на территории Пудостьского сельского поселения, аварийное топливо отсутствует.

## 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения котельных на территории Пудостьского сельского поселения представлены в таблицах 9.1 – 9.6. Расчёты показателей проводились по методике, описанной в пункте 1.9.

**Таблица 9.1.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №50 пос. Пудость

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	0,8	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,643	0,786

**Таблица 9.2.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №51 пос. Терволово

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0	1

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	0,5	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,614	0,786

**Таблица 9.3.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №31 дер. Большое Рейзино

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	0	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	0,5	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,571	0,786

**Таблица 9.4.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №38 дер. Ивановка

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	0,6	0,8

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,614	0,786

**Таблица 9.5.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка.

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,616	0,786

**Таблица 9.6.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово.

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,529	0,786

Общий показатель надежности на 2030 год для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и ОАО «Терволовский лесной питомник» лежит в интервале от 0,75 до 0,9. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к надежным.

## **10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

### **10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей**

В границах Пудостьского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» (котельные №№ 31,38,50,51), ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» (котельная пос. Мыза Ивановка), ОАО «Терволовский лесной питомник» (пос. Терволово)

В соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию систем централизованного теплоснабжения Пудостьского сельского поселения предусматриваются:

1. строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
2. реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
3. реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.
4. реконструкция котельной №50 пос. Пудость в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования (строительство БМК установленной мощностью 10,6 Гкал/час в 2017 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2017 году).
5. реконструкция котельной №51 пос. Терволово в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования (строительство БМК установленной мощностью 5,16 Гкал/час в 2017 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2017 году).
6. реконструкция котельной №31 дер. Большое Рейзино в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования (строительство БМК установленной мощностью 3,01 Гкал/час в 2019 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2019 году).
7. реконструкция котельной №38 дер. Ивановка в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования (строительство БМК

установленной мощностью 3,1 Гкал/час в 2015 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2015 году).

8. в 2015 году предполагается установка водоподготовительной установки комплексон-6 на котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка.
9. реконструкция котельной ОАО «ТЛП» в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования (строительство БМК установленной мощностью 0,129 Гкал/час в 2018 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2018 году).

Объем необходимых инвестиций на установку водоподготовительной установки составит 100 тыс. руб.

Для строительства новой дизельной БМК в пос. Терволово объем необходимых инвестиций составит 1300 тыс. руб.

Для строительства новой БМК №50 пос. Пудость планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 84 601 тыс. руб.

Для строительства новой БМК №51 пос. Терволово планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 48 932 тыс. руб.

Для строительства новой БМК №31 дер. Большое Рейзино планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 39 543 тыс. руб.

Для строительства новой БМК №38 дер. Ивановка планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 45 521 тыс. руб.

Общая сумма договора лизинга, привлеченного одновременно для строительства каждой котельной, подлежит возврату через лизинговые платежи, которые осуществляются ежемесячно с момента заключения лизингового договора в соответствии с графиком лизинговых платежей.

Информация о вводе в эксплуатацию действующих источников теплоснабжения и планируемых сроков их реконструкции представлена в таблице 10.1.

**Таблица 10.1.** Планируемые сроки реконструкции источников теплоснабжения Пудостьского сельского поселения

Наименование источника теплоснабжения	Год планируемой реконструкции
котельная №50 пос. Пудость	2017
котельная №51 пос. Терволово	2017

котельная №31 дер. Большое Рейзино	2019
котельная №38 дер. Ивановка	2015
котельная ДРСУ пос. Мыза Ивановка	не планируется
котельная ОАО «Терволовский лесной питомник» пос. Терволово	2018

После 2019 года предполагается реализация программы реконструкции тепловых сетей.

Программой реконструкции тепловых сетей в Пудостьском сельском поселении предусматривается перекладка 19036 м тепловых сетей.

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей, выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 643 от 30.12.2011. НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2012 года. Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 4 кв. 2014 г. использованы «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» на 4 кв. 2014 г. и 1 кв. 2012 г. в соответствии с письмами № 25374-ЮР/08 от 13.11.14 Минстроя России и № 4122-ИП/08 от 28.01.2012 г. Минрегиона России соответственно.

Расчет капитальных вложений в мероприятия по перекладке тепловых сетей приведен в таблице 10.2-10.7.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей в части ОАО «Гатчинские коммунальные системы» составит 257 981,92 тыс. рублей (в ценах 2014 г.), ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» - 1 831,07 тыс. рублей (в ценах 2014 г.) в части ОАО «ТЛП» - 2420,03 тыс. рублей (в ценах 2014 г.)

**Таблица 10.2.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной №50 пос. Пудость (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НДС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены ЛО	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в ЛО, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
50	25	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	275,80	45,17	320,97
50	200	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	2206,38	361,36	2567,74
50	92	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	1014,94	166,22	1181,16
50	145	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	1599,63	261,98	1861,61
250	30	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	318,37	52,14	370,51
250	145	Подземная канальная	29764,17	1,06	0,78	4,62	4,08	4040,58	661,76	4702,34
80	5	Подземная канальная	15296,84	1,06	0,78	4,62	4,08	71,61	11,73	83,34
250	70	Подземная канальная	29764,17	1,06	0,78	4,62	4,08	1950,63	319,47	2270,10
80	5	Подземная канальная	15296,84	1,06	0,78	4,62	4,08	71,61	11,73	83,34
250	60	Подземная канальная	29764,17	1,06	0,78	4,62	4,08	1671,97	273,83	1945,80
200	243	Подземная бесканальная	18970,46	1,06	0,78	4,62	4,08	4315,85	706,84	5022,69
175	15	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	239,01	39,15	278,16
175	6	Подземная канальная	22881,525	1,06	0,78	4,62	4,08	128,53	21,05	149,58
70	15	Подземная	14594,61	1,06	0,78	4,62	4,08	204,96	33,57	238,53

		канальная								
150	241	Подземная бесканальная	15662,13	1,06	0,78	4,62	4,08	3533,87	578,77	4112,64
125	18	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	243,08	39,81	282,89
100	30	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	370,03	60,6	430,63
70	30	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	349,54	57,25	406,79
100	60	Подземная канальная	16517,63	1,06	0,78	4,62	4,08	927,86	151,96	1079,82
50	5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	55,16	9,03	64,19
100	20	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	246,69	40,4	287,09
80	10	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	121,85	19,96	141,81
70	5	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	58,26	9,54	67,80
70	40	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	466,05	76,33	542,38
50	10	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	110,32	18,07	128,39
50	50	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	551,60	90,34	641,94
50	70	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	772,23	126,48	898,71
70	40	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	466,05	76,33	542,38
100	63	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	777,07	127,27	904,34
50	70	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	772,23	126,48	898,71
125	90	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	1215,42	199,06	1414,48
50	68	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	193,99	31,77	225,76
250	570	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	6049,03	990,7	7039,73
100	40	Подземная канальная	16517,63	1,06	0,78	4,62	4,08	618,57	101,31	719,88
250	100	Надземная в	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	1061,23	173,81	1235,04

		ППУ изоляции								
250	100	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	1061,23	173,81	1235,04
50	30	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	330,96	54,2	385,16
250	100	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	1061,23	173,81	1235,04
50	40	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	441,28	72,27	513,55
125	440	Надземная в ППУ изоляции	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	2434,20	398,67	2832,87
250	200	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	2122,47	347,61	2470,08
70	10	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	116,51	19,08	135,59
80	22	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	268,06	43,9	311,96
80	22	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	268,06	43,9	311,96
80	10	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	121,85	19,96	141,81
70	27	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	314,59	51,52	366,11
70	20	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	233,03	38,16	271,19
70	20	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	233,03	38,16	271,19
70	25	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	291,28	47,71	338,99
50	12	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	132,38	21,68	154,06
50	30	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	330,96	54,2	385,16
50	29	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	82,73	13,55	96,28
50	100	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	285,27	46,72	331,99
50	62	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	176,87	28,97	205,84
100	58	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	715,40	117,17	832,57
0,082	34	Надземная в	0	1,06	0,78	4,62	4,08	0,00	0	0,00

		ППУ изоляции								
125	25	Надземная в ППУ изоляции	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	138,31	22,65	160,96
100	250	Надземная в ППУ изоляции	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	1109,68	181,74	1291,42
50	29	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	82,73	13,55	96,28
100	5	Подземная канальная	16517,63	1,06	0,78	4,62	4,08	77,32	12,66	89,98
50	85	Подземная канальная	12980,15	1,06	0,78	4,62	4,08	1032,95	169,18	1202,13
125	18	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	243,08	39,81	282,89
125	413	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	5577,41	913,46	6490,87
300	100	Надземная в ППУ изоляции	13554,6	1,06	0,78	4,62	4,08	1269,02	207,84	1476,86
125	129	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	1742,10	285,32	2027,42
100	20	Подземная канальная	16517,63	1,06	0,78	4,62	4,08	309,29	50,65	359,94
50	40	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	441,28	72,27	513,55
50	100	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	1103,19	180,68	1283,87
50	50	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	551,60	90,34	641,94
50	5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	55,16	9,03	64,19
50	30	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	330,96	54,2	385,16
50	10	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	110,32	18,07	128,39
50	30	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	330,96	54,2	385,16
50	15	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	165,48	27,1	192,58
50	25	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	275,80	45,17	320,97
50	10	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	110,32	18,07	128,39
50	42	Подземная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	463,34	75,89	539,23

		бесканальная								
50	20	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	220,64	36,14	256,78
50	22	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	242,70	39,75	282,45
50	20	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	220,64	36,14	256,78
50	5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	55,16	9,03	64,19
50	5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	55,16	9,03	64,19
50	40	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	441,28	72,27	513,55
50	8	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	22,82	3,74	26,56
50	60	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	661,92	108,41	770,33
50	25	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	275,80	45,17	320,97
							<b>Итого (без НДС)</b>	<b>65 807,78</b>	<b>10 777,88</b>	<b>76 585,66</b>
							<b>НДС (18%)</b>	<b>11 845,40</b>	<b>1 940,02</b>	<b>13 785,42</b>
							<b>Итого с НДС</b>	<b>77 653,18</b>	<b>12 717,90</b>	<b>90 371,08</b>

**Таблица 10.3.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной №51 пос. Терволово (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффицие нт на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориал ьный коэффициен т для перевода в цены Ленинградск ой области	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабже ния для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР- 2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерны х сетей теплоснаб жения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в ЛО, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажны е работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
50	140	Подземная канальная	12980,15	1,06	0,78	4,62	4,08	1701,34	278,64	1979,98
50	200	Подземная канальная	12980,15	1,06	0,78	4,62	4,08	2430,48	398,06	2828,54
50	30	Подземная канальная	12980,15	1,06	0,78	4,62	4,08	364,57	59,71	424,28
50	70	Подземная канальная	12980,15	1,06	0,78	4,62	4,08	850,67	139,32	989,99
250	50	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	530,62	86,9	617,52
125	33	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	422,10	69,13	491,23
0	28	Подземная бесканальная	0	1,06	0,78	4,62	4,08	0,00	0	0,00
125	40	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	511,64	83,8	595,44
125	145	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	1854,69	303,76	2158,45
40	10	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	100,89	16,52	117,41
32	10	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	98,81	16,18	114,99
125	37	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	473,27	77,51	550,78
70	125	Подземная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	1369,65	224,32	1593,97

		бесканальная								
70	62	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	679,35	111,26	790,61
70	10	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	109,57	17,95	127,52
80	35	Подземная бесканальная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	400,38	65,57	465,95
70	78	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	854,66	139,98	994,64
70	48	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	525,95	86,14	612,09
50	9	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	93,27	15,27	108,54
70	34	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	372,55	61,01	433,56
200	82	Подземная бесканальная	17404,6	1,06	0,78	4,62	4,08	1336,17	218,83	1555,00
80	118	Подземная бесканальная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	1349,85	221,08	1570,93
175	75	Подземная бесканальная	16130,2125	1,06	0,78	4,62	4,08	1132,62	185,5	1318,12
150	43	Подземная бесканальная	15170,98	1,06	0,78	4,62	4,08	610,75	100,03	710,78
70	56	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	613,60	100,49	714,09
125	9	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	115,12	18,85	133,97
70	44	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	482,12	78,96	561,08
125	79	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	1010,49	165,5	1175,99
40	54	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	544,80	89,23	634,03
32	10	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	98,81	16,18	114,99
40	10	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	100,89	16,52	117,41

70	62	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	221,40	36,26	257,66
32	22	Надземная в ППУ изоляции	2368,04783	1,06	0,78	4,62	4,08	48,77	7,99	56,76
40	22	Надземная в ППУ изоляции	2668,49975	1,06	0,78	4,62	4,08	54,96	9	63,96
32	26	Надземная в ППУ изоляции	2368,04783	1,06	0,78	4,62	4,08	57,64	9,44	67,08
32	19	Надземная в ППУ изоляции	2368,04783	1,06	0,78	4,62	4,08	42,12	6,9	49,02
40	19	Надземная в ППУ изоляции	2668,49975	1,06	0,78	4,62	4,08	47,47	7,77	55,24
32	32	Надземная в ППУ изоляции	2368,04783	1,06	0,78	4,62	4,08	70,95	11,62	82,57
125	14	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	179,07	29,33	208,40
125	46	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	588,39	96,36	684,75
32	42	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	415,01	67,97	482,98
70	233	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	2553,03	418,13	2971,16
40	28	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	282,49	46,27	328,76
32	38	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	375,48	61,5	436,98
40	45	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	454,00	74,36	528,36
32	50	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	494,06	80,92	574,98
32	27	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	266,79	43,69	310,48
250	39	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	413,88	67,78	481,66
250	352	Надземная в ППУ изоляции	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	3735,54	611,8	4347,34
32	49	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	484,18	79,3	563,48

125	201	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	2570,99	421,07	2992,06
40	70	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	706,23	115,66	821,89
40	40	Подземная бесканальная	10776,18	1,06	0,78	4,62	4,08	403,56	66,09	469,65
32	60	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	592,87	97,1	689,97
80	188	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	779,36	127,64	907,00
80	28	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	116,07	19,01	135,08
70	54	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	591,69	96,91	688,60
70	50	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	547,86	89,73	637,59
80	15	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	62,18	10,18	72,36
125	58	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	741,88	121,5	863,38
100	50	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	579,97	94,99	674,96
50	10	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	103,63	16,97	120,60
50	40	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	414,51	67,89	482,40
150	63	Подземная бесканальная	15170,98	1,06	0,78	4,62	4,08	894,82	146,55	1041,37
125	42	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	537,22	87,99	625,21
125	39	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	498,85	81,7	580,55
50	66	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	188,28	30,84	219,12
125	29	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	370,94	60,75	431,69
100	119	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	1380,34	226,07	1606,41

100	98	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	1136,75	186,17	1322,92
50	32	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	331,61	54,31	385,92
50	6	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	62,18	10,18	72,36
50	23	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	238,34	39,04	277,38
50	10	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	103,63	16,97	120,60
50	24	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	248,71	40,73	289,44
50	59	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	611,40	100,13	711,53
50	21	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	217,62	35,64	253,26
50	91	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	943,01	154,45	1097,46
50	34	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	352,34	57,7	410,04
50	49	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	507,78	83,16	590,94
50	45	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	466,33	76,37	542,70
50	40	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	414,51	67,89	482,40
50	6	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	62,18	10,18	72,36
50	32	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	331,61	54,31	385,92
50	53	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	549,23	89,95	639,18
50	42	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	119,82	19,62	139,44
50	45	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	128,37	21,02	149,39
50	15	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	42,79	7,01	49,80

50	15	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	42,79	7,01	49,80
50	18	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	51,35	8,41	59,76
50	31	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	321,25	52,61	373,86
50	29	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	300,52	49,22	349,74
50	158	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	1637,32	268,16	1905,48
50	19	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	196,89	32,25	229,14
50	26	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	269,43	44,13	313,56
50	30	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	310,88	50,92	361,80
50	28	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	290,16	47,52	337,68
50	21	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	59,91	9,81	69,72
50	34	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	352,34	57,7	410,04
50	81	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	839,39	137,47	976,86
50	79	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	818,66	134,08	952,74
50	16	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	165,80	27,16	192,96
50	52	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	538,87	88,25	627,12
50	41	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	424,87	69,59	494,46
50	47	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	487,05	79,77	566,82
50	61	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	632,13	103,53	735,66
50	63	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	652,86	106,92	759,78

50	16	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	165,80	27,16	192,96
50	56	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	580,32	95,04	675,36
50	10	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	103,63	16,97	120,60
50	55	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	569,95	93,35	663,30
50	22	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	227,98	37,34	265,32
50	7	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	72,54	11,88	84,42
50	40	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	414,51	67,89	482,40
50	67	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	694,31	113,71	808,02
50	115	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	1191,72	195,18	1386,90
50	72	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	746,12	122,2	868,32
50	34	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	352,34	57,7	410,04
50	4	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	41,45	6,79	48,24
							<b>Итого (без НДС)</b>	<b>64 427,50</b>	<b>10 551,78</b>	<b>74 979,28</b>
							<b>НДС (18%)</b>	<b>11 596,95</b>	<b>1 899,32</b>	<b>13 496,27</b>
							<b>Итого с НДС</b>	<b>76 024,45</b>	<b>12 451,10</b>	<b>88 475,55</b>

**Таблица 10.4.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной №31 дер. Большое Рейзино (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в ЛО, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
50	32	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	353,02	57,82	410,84
175	58	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	924,18	151,36	1075,54
175	52	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	828,58	135,7	964,28
125	95	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	1282,94	210,12	1493,06
70	22	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	256,33	41,98	298,31
50	71	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	783,27	128,28	911,55
150	117	Подземная бесканальная	15662,13	1,06	0,78	4,62	4,08	1715,61	280,98	1996,59
125	67	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	904,81	148,19	1053,00
175	397	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	6325,87	1 036,04	7361,91
175	195	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	3107,17	508,89	3616,06
175	15	Подземная бесканальная	17019,5375	1,06	0,78	4,62	4,08	239,01	39,15	278,16
50	23	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	253,73	41,56	295,29

50	14,5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	159,96	26,2	186,16
80	5	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	60,92	9,98	70,90
80	66	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	804,18	131,71	935,89
100	38	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	468,71	76,76	545,47
80	10	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	121,85	19,96	141,81
80	26	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	316,80	51,88	368,68
100	49	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	604,39	98,99	703,38
80	66	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	804,18	131,71	935,89
80	93	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	1133,17	185,59	1318,76
50	20	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	220,64	36,14	256,78
50	14,5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	159,96	26,2	186,16
50	5	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	55,16	9,03	64,19
80	5	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	60,92	9,98	70,90
							<b>Итого (без НДС)</b>	<b>21945,37</b>	<b>3594,20</b>	<b>25539,57</b>
							<b>НДС (18%)</b>	<b>3950,17</b>	<b>646,96</b>	<b>4597,12</b>
							<b>Итого с НДС</b>	<b>25895,54</b>	<b>4241,16</b>	<b>30136,69</b>

**Таблица 10.5.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной №38 дер. Ивановка (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
100	50	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	616,72	101,01	717,73
100	87	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	1073,10	175,75	1248,85
80	40	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	487,38	79,82	567,20
0	75	Надземная в ППУ изоляции	0	1,06	0,78	4,62	4,08	0,00	0	0,00
125	20	Надземная в ППУ изоляции	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	110,65	18,12	128,77
125	200	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	2700,92	442,35	3143,27
80	201	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	833,25	136,47	969,72
100	73	Надземная в ППУ изоляции	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	324,03	53,07	377,10
100	240	Надземная в ППУ изоляции	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	1065,30	174,47	1239,77

0	43	Надземная в ППУ изоляции	0	1,06	0,78	4,62	4,08	0,00	0	0,00
50	35	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	99,85	16,35	116,20
50	35	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	99,85	16,35	116,20
50	234	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	2581,47	422,79	3004,26
70	20	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	71,42	11,7	83,12
50	247	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	704,63	115,4	820,03
70	20	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	71,42	11,7	83,12
50	5	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	14,26	2,34	16,60
50	50	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	142,64	23,36	166,00
50	60	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	171,16	28,03	199,19
50	110	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	313,80	51,39	365,19
50	10	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	110,32	18,07	128,39
50	90	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	992,87	162,61	1155,48
200	140	Надземная в ППУ изоляции	9230,58	1,06	0,78	4,62	4,08	1209,87	198,15	1408,02

200	40	Надземная в ППУ изоляции	9230,58	1,06	0,78	4,62	4,08	345,68	56,61	402,29
200	22	Надземная в ППУ изоляции	9230,58	1,06	0,78	4,62	4,08	190,12	31,14	221,26
150	35	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	230,63	37,77	268,40
100	10	Подземная бесканальная	13174,58	1,06	0,78	4,62	4,08	123,34	20,2	143,54
70	158	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	1840,91	301,5	2142,41
80	8	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	97,48	15,96	113,44
50	238	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	678,95	111,2	790,15
150	60	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	395,36	64,75	460,11
150	115	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	757,77	124,11	881,88
150	197	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	1298,09	212,6	1510,69
70	10	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	116,51	19,08	135,59
125	84	Подземная бесканальная	14424,48	1,06	0,78	4,62	4,08	1134,39	185,79	1320,18
50	50	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	551,60	90,34	641,94
50	90	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	992,87	162,61	1155,48
80	57	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	236,30	38,7	275,00

80	55	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	670,15	109,76	779,91
80	70	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	852,92	139,69	992,61
80	48	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	584,86	95,79	680,65
150	14	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	92,25	15,11	107,36
40	75	Подземная бесканальная	11477,72	1,06	0,78	4,62	4,08	805,93	131,99	937,92
150	35	Надземная в ППУ изоляции	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	230,63	37,77	268,40
70	134	Подземная бесканальная	12444,95	1,06	0,78	4,62	4,08	1561,28	255,7	1816,98
50	100	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	285,27	46,72	331,99
50	162	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	462,15	75,69	537,84
80	52	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	633,60	103,77	737,37
80	5	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	60,92	9,98	70,90
80	5	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	60,92	9,98	70,90
80	57	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	236,30	38,7	275,00
80	70	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	852,92	139,69	992,61
50	5	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	14,26	2,34	16,60
50	60	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	661,92	108,41	770,33

50	60	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	661,92	108,41	770,33
50	25	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	275,80	45,17	320,97
80	34	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	414,28	67,85	482,13
80	195	Подземная бесканальная	13014,54	1,06	0,78	4,62	4,08	2376,00	389,14	2765,14
80	158	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	654,99	107,27	762,26
70	125	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	446,37	73,11	519,48
							<b>Итого (без НДС)</b>	<b>35 680,53</b>	<b>5 843,70</b>	<b>41 524,23</b>
							<b>НДС (18%)</b>	<b>6422,50</b>	<b>1051,87</b>	<b>7474,36</b>
							<b>Итого с НДС</b>	<b>42103,03</b>	<b>6895,57</b>	<b>48998,59</b>

**Таблица 10.6.** Расчет капитальных вложений в прокладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной ДРСУ пос. Мыза Ивановка (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по прокладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
50	23	Надземная в ППУ изоляции	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	65,61	10,75	76,36
100	49	Надземная в ППУ изоляции	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	217,50	35,62	253,12
70	14	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	49,99	8,19	58,18
70	9	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	32,14	5,26	37,40
70	71	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	253,54	41,52	295,06
70	28	Надземная в ППУ изоляции	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	99,99	16,38	116,37
100	62,5	Надземная в ППУ изоляции	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	277,42	45,44	322,86
80	80	Надземная в ППУ изоляции	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	331,64	54,32	385,96
125	1	Надземная в ППУ изоляции	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	5,53	0,91	6,44
						<b>Итого (без НДС)</b>		<b>1 333,36</b>	<b>218,39</b>	<b>1 551,75</b>
						<b>НДС (18%)</b>		<b>240,01</b>	<b>39,31</b>	<b>279,32</b>
						<b>Итого с НДС</b>		<b>1573,37</b>	<b>257,70</b>	<b>1831,07</b>

**Таблица 10.7.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей СЦТ котельной ОАО «ТЛП» пос. Терволово (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для ЛО на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс. руб.
50	197	Подземная бесканальная	11783,35	1,06	0,78	4,62	4,08	1 694,94	355,94	2 050,87
						<b>Итого (без НДС)</b>		<b>1 694,94</b>	<b>355,94</b>	<b>2 050,87</b>
						<b>НДС (18%)</b>		<b>305,09</b>	<b>64,07</b>	<b>369,16</b>
						<b>Итого с НДС</b>		<b>2 000,03</b>	<b>420,01</b>	<b>2 420,03</b>

## **10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

По результатам анализа основных источников финансирования мероприятий в сфере энергоснабжения в качестве основного источника финансирования инвестиций в развитие системы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

Приемлемая тарифная нагрузка на потребителей и доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы может быть обеспечена при условии оказания мер государственной поддержки населению, т.е. за счет бюджетной составляющей.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов РФ по согласованию с органами местного самоуправления.

В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схеме теплоснабжения.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

### **10.3. Расчет эффективности инвестиций**

#### **10.3.1. Методика оценки эффективности инвестиций**

Оценка эффективности инвестиций в развитие СЦТ Пудостьского сельского поселения выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 477 от 21.06.1999 г., а также с использованием «Рекомендаций по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», разработанных НП «АВОК» в 2005 г.

Основными критериями оценки эффективности инвестиций являются:

чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется, как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта планирования.

внутренняя норма прибыли проекта (IRR) – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой  $NPV=0$ , т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и дисконтированный.

Простой срок окупаемости (PP) – это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное.

Расчет дисконтированного срока окупаемости (DPP) проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала.

### **10.3.2. Экономическое окружение проекта**

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию, приведенные в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанном Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г.

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года базируется на сценарных условиях прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов, а также подготовленных на их основе прогнозных материалах федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В «Прогнозе...» рассмотрены три варианта сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативный, инновационный и целевой (форсированный).

Консервативный сценарий (вариант 1) характеризуется умеренными долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при

сохранении относительного отставания в гражданских высоко- и среднетехнологичных секторах.

Инновационный сценарий (вариант 2) характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста. Сценарий опирается на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса.

Целевой (форсированный) сценарий (вариант 3) разработан на базе инновационного сценария, при этом он характеризуется форсированными темпами роста, повышенной нормой накопления частного бизнеса, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и значительным притоком иностранного капитала.

Для оценки эффективности инвестиций в развитие системы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения в расчеты заложены индексы роста цен по консервативному сценарию (наихудший вариант).

Ставка дисконтирования принята в расчетах 10 %.

### **10.3.3. Оценка эффективности инвестиций.**

Возврат инвестиций в модернизацию централизованной системы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения предполагается осуществлять за счет снижения себестоимости производства тепловой энергии.

Снижение себестоимости происходит за счет значительного повышения эффективности производства тепловой энергии за счет применения современных технологий. При этом основное снижение себестоимости происходит за счет снижения затрат на топливо, а также тепловых потерь в сетях.

Расчет эффективности инвестиций представлен в таблицах 10.8- 10.10

**Таблица 10.8.** Расчет эффективности инвестиций ОАО «Гатчинские коммунальные системы»

Наименование	ед. измер.	Год																
		2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																		
Природный газ		1,000	1,022	1,048	1,047	1,045	1,043	1,038	1,034	1,030	1,028	1,027	1,026	1,024	1,022	1,021	1,020	1,020
Капитальные вложения		1,000	1,051	1,051	1,060	1,050	1,047	1,039	1,040	1,034	1,029	1,026	1,026	1,026	1,026	1,024	1,021	1,021
Коэффициент дисконта		1,0000	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	0,3186	0,2897	0,2633	0,2394	0,2176
Цена природного газа в прогнозных ценах	руб/тыс. м3	4 458,75	4 556,31	4 777,14	5 000,05	5 223,34	5 449,13	5 658,80	5 851,93	6 029,18	6 196,00	6 362,23	6 527,83	6 686,53	6 835,76	6 977,86	7 116,29	7 257,52
Капитальные затраты СЦТ котельных в т.ч.:	тыс. руб.	-	13 122	12 391	47 763	42 914	41 744	65 124	73 155	64 776	58 691	56 899	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	-	13 122	12 391	47 763	42 914	41 744	31 142	17 155	8 776	2 691	899	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	33 982	56 000	56 000	56 000	56 000	-	-	-	-	-	-
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	0	13 122	12 391	47 763	42 914	41 744	76 602	95 030	89 283	85 516	85 878	-	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии котельной №50	Гкал	18 284	20 941	20 941	20 356	20 356	22 478	22 478	22 478	22 478	22 478	22 478	22 705	22 705	22 705	22 705	22 705	22 705
Выработка тепловой энергии котельной №51	Гкал	11 590	14 090	14 094	13 640	13 640	11 707	11 707	11 707	11 707	11 707	11 707	14 937	14 937	14 937	14 937	14 937	14 937
Выработка тепловой энергии котельной №31	Гкал	4067,43	4624,40	4624,40	4624,40	4624,40	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51	4047,51
Выработка тепловой энергии котельной №38	Гкал	6865,73	8793,38	8793,38	8793,38	8793,38	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82	6497,82
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №50	Гкал	-	-	-	-	-	-	2784,70	2784,70	2784,70	2784,70	2784,70	2812,90	2812,90	2812,90	2812,90	2812,90	2812,90
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №51	Гкал	-	-	-	-	-	-	1867,60	1867,60	1867,60	1867,60	1867,60	2383,10	2383,10	2383,10	2383,10	2383,10	2383,10
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №31	Гкал	-	-	-	-	-	-	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90	414,90
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №38	Гкал	-	-	-	-	-	-	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50	1789,50
Снижение удельного расхода топлива котельной №51	кг.у.т./Гкал	-	-	-	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61
Снижение удельного расхода топлива котельной №50	кг.у.т./Гкал	-	-	-	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
Снижение удельного расхода топлива котельной №31	кг.у.т./Гкал	-	-	-	-	-	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38
Снижение удельного расхода топлива котельной №38	кг.у.т./Гкал	0,00	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71

Экономия топлива за счет снижения УРУТ и потерь в сетях		0,0	13,2	13,2	401,8	401,8	448,5	1 380,7	1 380,7	1 380,7	1 380,7	1 380,7	1 467,7	1 467,7	1 467,7	1 467,7	1 467,7	1 467,7
Экономия затрат на топливо	тыс. руб.	0	60	63	2 009	2 099	2 444	7 813	8 080	8 325	8 555	8 785	9 581	9 814	10 033	10 241	10 444	10 652
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	0	-13 062	-12 328	-45 755	-40 815	-39 301	-68 789	-86 950	-80 958	-76 961	-77 093	9 581	9 814	10 033	10 241	10 444	10 652
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-13 062	-25 390	-71 144	-111 959	-151 260	-220 049	-306 999	-387 958	-464 919	-542 012	-532 431	-522 618	-512 585	-502 344	-491 899	-481 248
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	0	-11 874	-10 188	-34 376	-27 877	-24 403	-38 830	-44 619	-37 768	-32 639	-29 723	3 358	3 127	2 906	2 697	2 500	2 318
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-11 874	-22 063	-56 439	-84 316	-108 719	-147 548	-192 167	-229 935	-262 574	-292 297	-288 939	-285 812	-282 906	-280 209	-277 709	-275 391
NPV	тыс. руб.	<b>-275 391</b>																
IRR	%	<b>0%</b>																
Простой срок окупаемости	лет	-																
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-																

**Таблица 10.9.** Расчет эффективности инвестиций ЛОГП «Гатчинское ДРСУ»

Наименование	ед. измер.	Год																
		2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																		
Уголь		1,000	1,022	1,048	1,047	1,045	1,043	1,038	1,034	1,030	1,028	1,027	1,026	1,024	1,022	1,021	1,020	1,020
Капитальные вложения		1,000	1,051	1,051	1,060	1,050	1,047	1,039	1,040	1,034	1,029	1,026	1,026	1,026	1,026	1,024	1,021	1,021
Коэффициент дисконта		1,0000	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	0,3186	0,2897	0,2633	0,2394	0,2176
Капитальные затраты СЦТ котельных в т.ч.:	тыс. руб.	0	100	0	0	0	0	231	400	400	400	400	0	0	0	0	0	0
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.							231	400	400	400	400						
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	0	105	0	0	0	0	309	556	575	592	607	0	0	0	0	0	0
Выработка тепловой энергии котельной ДРСУ	Гкал	2422,73	2422,73	2422,73	2422,73	2422,73	2422,73	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48	2258,48
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной ДРСУ	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90	158,90
Снижение удельного расхода топлива котельной ДРСУ	кг.у.т./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	0,00	0,00	0,00
Экономия топлива за счет снижения УРУТ и потерь в сетях		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Цена угля в прогнозных ценах	руб/тыс. м3	3 000,00	3 065,64	3 214,23	3 364,21	3 514,44	3 666,36	3 807,43	3 937,38	4 056,64	4 168,88	4 280,73	4 392,15	4 498,93	4 599,33	4 694,95	4 788,08	4 883,11
Экономия затрат на топливо	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	103	107	110	113	116	119	122	125	128	130	133
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	0	-105	0	0	0	0	-206	-449	-465	-478	-491	119	122	125	128	130	133
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-105	-105	-105	-105	-105	-311	-760	-1 225	-1 703	-2 194	-2 074	-1 952	-1 827	-1 699	-1 569	-1 437
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	0	-96	0	0	0	0	-116	-231	-217	-203	-189	42	39	36	34	31	29
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-96	-96	-96	-96	-96	-212	-442	-659	-862	-1 051	-1 009	-970	-934	-900	-869	-840
NPV	тыс. руб.	<b>-840</b>																
IRR	%	<b>0%</b>																
Простой срок окупаемости	лет	-																
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-																

**Таблица 10.10.** Расчет эффективности инвестиций ОАО «Терволово́ский лесной питомник»

Наименование	ед. измер.	Год																
		2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																		
Дизельное топливо		1,000	1,067	1,058	1,030	0,963	1,097	1,094	1,049	1,052	1,039	1,027	1,023	1,020	1,018	1,000	1,043	1,004
Дрова		1,000	1,076	1,069	1,046	1,016	1,039	1,060	1,034	1,040	1,034	1,026	1,026	1,032	1,015	1,007	1,028	1,003
Капитальные вложения		1,000	1,051	1,051	1,060	1,050	1,047	1,039	1,040	1,034	1,029	1,026	1,026	1,026	1,026	1,024	1,021	1,021
Коэффициент дисконта		1,0000	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	0,3186	0,2897	0,2633	0,2394	0,2176
Капитальные затраты СЦТ котельной в т.ч.:	тыс. руб.	0	2 420	0	0	1 300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительство и реконструкция котельной	тыс. руб.	-	-	-	-	1 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.		2 420															
Капитальные затраты СЦТ котельной в прогнозных ценах	тыс. руб.	0	2 543	0	0	1 599	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выработка тепловой энергии котельной	Гкал	257,86	257,86	236,37	236,37	236,37	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45	227,45
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной	Гкал	0,00	0,00	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27	20,27
Цена дровяного топлива в прогнозных ценах	руб/м3	1 600,0	1 721,60	1 840,39	1 925,05	1 955,85	2 032,13	2 154,05	2 227,29	2 316,38	2 395,14	2 457,42	2 521,31	2 601,99	2 641,02	2 659,51	2 733,97	2 742,17
Цена дизельного топлива в прогнозных ценах	руб/м3	24 000,00	25 608,00	27 093,26	27 906,06	26 873,54	29 480,27	32 251,42	33 831,74	35 590,99	36 979,03	37 977,47	38 850,95	39 627,9	40 341,2	40 341,2	42 075,9	42 244,2
Экономия затрат на топливо за счет реконструкции котельной	тыс. руб.	0	0	0	0	302	183	94	91	88	118	174	249	343	397	506	480	559
Экономия затрат на топливо за счет перекладки сетей	тыс. руб.	0	0	43	45	64	70	76	80	84	87	90	92	94	95	95	100	100
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	0	-2 543	43	45	-1 233	253	170	171	173	205	263	341	437	492	601	579	659
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-2 543	-2 500	-2 455	-3 688	-3 435	-3 265	-3 094	-2 922	-2 716	-2 453	-2 112	-1 675	-1 183	-581	-2	656
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	0	-2 312	36	34	-842	157	96	88	81	87	102	119	139	143	158	139	143
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-2 312	-2 277	-2 243	-3 085	-2 928	-2 832	-2 744	-2 664	-2 576	-2 475	-2 355	-2 216	-2 074	-1 915	-1 777	-1 633
<b>NPV</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-1 633</b>																
<b>IRR</b>	<b>%</b>	<b>1,07%</b>																
<b>Простой срок окупаемости</b>	<b>лет</b>	<b>15</b>																
<b>Дисконтированный срок окупаемости</b>	<b>лет</b>	<b>-</b>																

В результате расчетов показателей экономической эффективности инвестиций в мероприятия по модернизации системы теплоснабжения получены следующие результаты:

ОАО «Гатчинские коммунальные системы»

- $NPV = -275\,391$  тыс. руб.
- $IRR = 0\%$
- Простой и дисконтированный срок окупаемости не достигаются в

рассматриваемый период

ЛОГП ДРСУ

- $NPV = -840$  тыс. руб.
- $IRR = 0\%$
- Простой и дисконтированный срок окупаемости не достигаются в

рассматриваемый период

ОАО «Терволовский лесной питомник»

- $NPV = -1633$  тыс. руб.
- $IRR = 1,07\%$
- Простой срок окупаемости 15 лет, дисконтированный срок

окупаемости не достигаются в рассматриваемый период.

На основании результата расчетов можно сделать вывод о том, что предлагаемые мероприятия по СЦТ котельных Пудостьского сельского поселения экономически неэффективны. Однако, их реализация необходима для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей.

Таким образом, для финансирования мероприятий в развитие системы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

#### **10.4. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

В соответствии с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области №203-п от 13.12.2013 тариф на тепловую энергию для населения в Пудостьском сельском поселении составляет 2111,6 руб./Гкал – для ОАО «ГКС», 2044,21 руб/Гкал – для ЛОГП «Гатчинское ДРСУ» и 2242,6 руб/Гкал - для ОАО «ТЛП» в 2014 году.

Индексы роста цен на тепловую энергию приняты в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанным Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г. Однако Министерство экономического развития отмечает, что региональные власти вправе устанавливать и более высокие тарифы на тепловую энергию, если существует критическая потребность в инвестициях в теплоэнергетический сектор региона.

Расчет тарифных последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведен в таблицах 10.9. и 10.10.

В результате проведенных расчетов получено, что в случае отказа от проведения мероприятий по модернизации системы теплоснабжения Пудостьского сельского поселения тарифы на тепловую энергию будут изменяться следующим образом:

Для ОАО «Гатчинские коммунальные системы»:

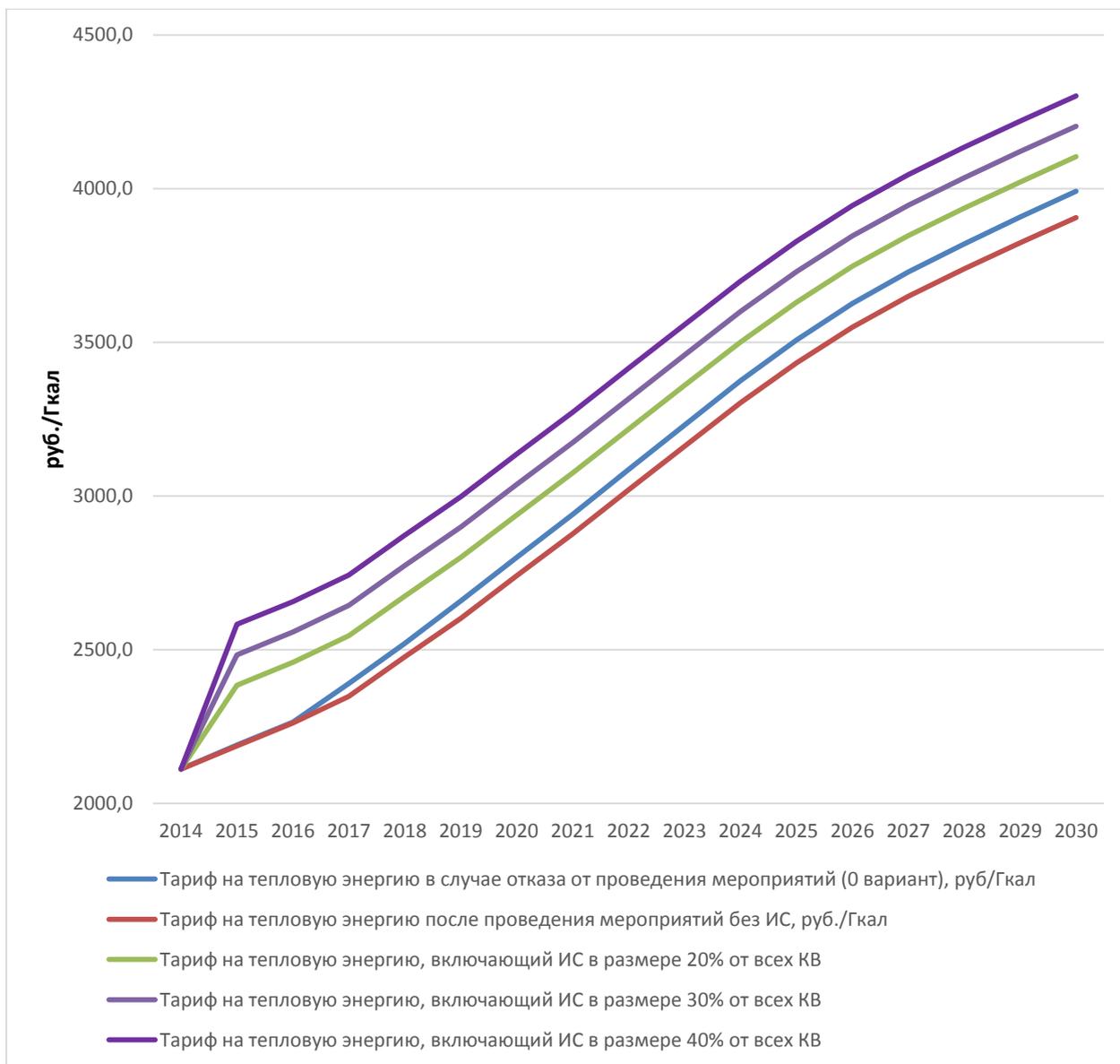
- с 2111,6 руб/Гкал в 2014 г. до 3991,2 руб/Гкал в 2030 г.

Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- с 2111,6 руб/Гкал в 2014 г. до 3906 руб/Гкал в 2030 г.

При включении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться с 2111,6 руб/Гкал в 2014 г. до 4301,5 руб/Гкал в 2030 г.

График изменения тарифа представлен на рисунке 10.1.



**Рисунок 10.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию  
ОАО «Гатчинские коммунальные системы»**

Для ЛОГП «Гатчинское ДРСУ»:

- с 2044,21 руб/Гкал в 2014 г. до 3863,7 руб/Гкал в 2030 г.

Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- с 2111,6 руб/Гкал в 2014 г. до 3720,0 руб/Гкал в 2030 г.

При включении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться с 2111,6 руб/Гкал в 2014 г. до 3754,6 руб/Гкал в 2030 г.

График изменения тарифа представлен на рисунке 10.2.

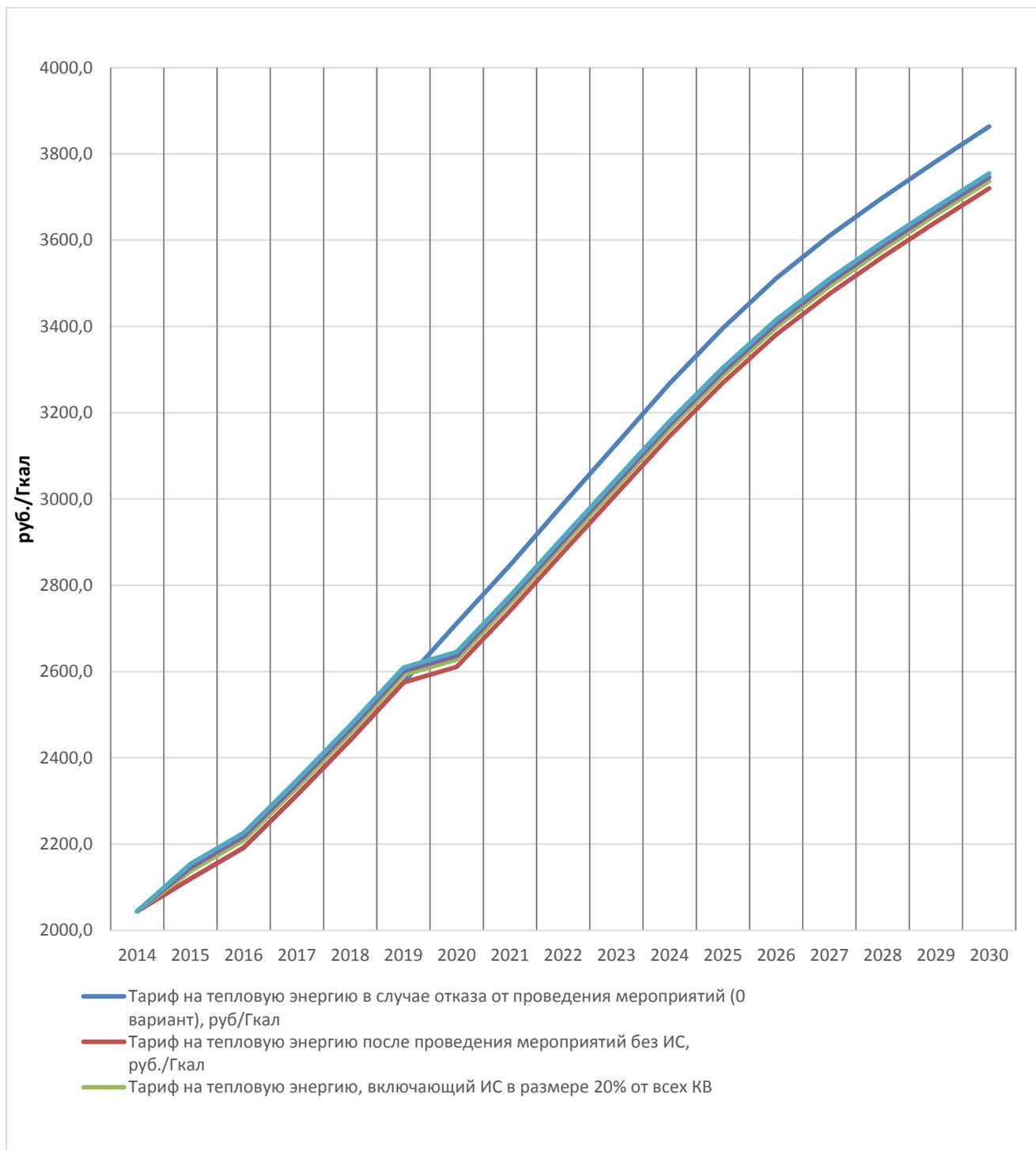


Рисунок 10.2. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ЛОГП «Гатчинское ДРСУ»

Для ОАО «ТЛП»:

- с 2242,6 руб/Гкал в 2014 г. до 4403,1 руб/Гкал в 2030 г.

Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- с 2242,6 руб/Гкал в 2014 г. до 4033,6 руб/Гкал в 2030 г.

При включении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться с 2242,6 руб/Гкал в 2014 г. до 4544,4 руб/Гкал в 2030 г.

График изменения тарифа представлен на рисунке 10.3.

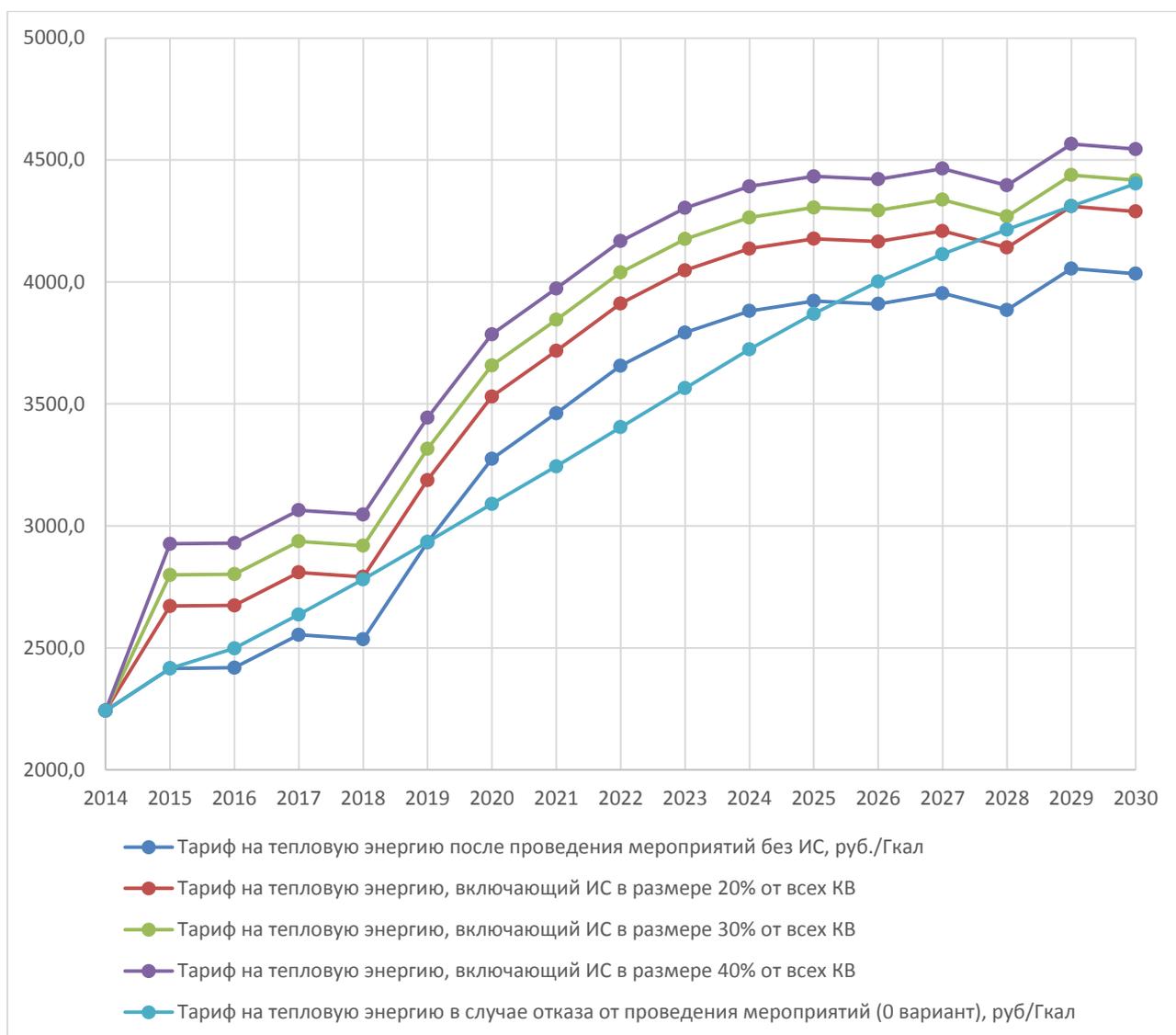


Рисунок 10.3. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию ОАО «ТЛП»

**Таблица 10.11. Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%) ОАО «Гатчинские коммунальные системы»**

Источник т/с	Значения показателей в течение рассматриваемого периода реализации схемы теплоснабжения																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																	
Тепловая энергия	1,000	1,037	1,034	1,055	1,055	1,055	1,053	1,050	1,050	1,047	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	35117	35766	35766	35766	35766	39866	39866	39866	39866	39866	39866	42948	42948	42948	42948	42948	42948
Всего капиталовложений, тыс. руб. (с НДС)	0	13 122	12 391	47 763	42 914	41 744	59 127	82 609	76 442	72 305	72 323	0	0	0	0	0	0
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб/Гкал	2111,6	2189,8	2264,2	2389,9	2520,9	2659,7	2801,1	2940,2	3086,2	3231,2	3375,5	3507,6	3626,9	3729,1	3820,5	3907,2	3991,2
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2111,6	2187,1	2261,5	2348,0	2476,8	2602,9	2741,3	2877,5	3020,3	3162,3	3303,4	3432,8	3549,5	3649,5	3738,9	3823,8	3906,0
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	74 153	78 224	80 883	83 979	88 583	103770	109285	114715	120410	126068	131696	147432	152446	156738	160581	164227	167755
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, тыс.руб.	74 153	84 464	87 123	90 219	94 823	110725	116240	121670	127365	133023	138651	154925	159939	164231	168074	171720	175248
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ, руб/Гкал	2111,6	2361,6	2435,9	2522,5	2651,2	2777,4	2915,7	3051,9	3194,8	3336,7	3477,9	3607,2	3724,0	3823,9	3913,4	3998,3	4080,4
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, тыс.руб.	74 153	87 584	90 243	93 339	97 943	114203	119718	125148	130843	136501	142129	158672	163685	167978	171821	175467	178995
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ, руб/Гкал	2111,6	2448,8	2523,2	2609,7	2738,5	2864,6	3003,0	3139,2	3282,0	3424,0	3565,1	3694,5	3811,2	3911,2	4000,6	4085,5	4167,7
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, тыс.руб.	74 153	90 704	93 363	96 459	101063	117680	123196	128626	134320	139978	145606	162418	167432	171725	175567	179213	182741
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ, руб/Гкал	2111,6	2536,0	2610,4	2697,0	2825,7	2951,9	3090,2	3226,4	3369,3	3511,2	3652,4	3781,7	3898,4	3998,4	4087,9	4172,8	4254,9

**Таблица 10.12.** Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%) ЛОГП «Гатчинское ДРСУ»

Источник т/с	Значения показателей в течение рассматриваемого периода реализации схемы теплоснабжения																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																	
Тепловая энергия	1,000	1,037	1,034	1,055	1,055	1,055	1,053	1,050	1,050	1,047	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987	1987
Всего капиталовложений, тыс. руб. (с НДС)	0	105	0	0	0	0	309	556	575	592	607	0	0	0	0	0	0
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб/Гкал	2044,2	2119,8	2191,9	2313,6	2440,4	2574,8	2711,6	2846,4	2987,7	3128,0	3267,7	3395,6	3511,1	3610,0	3698,5	3782,5	3863,7
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2044,2	2119,8	2191,9	2313,6	2440,4	2574,8	2610,8	2740,5	2876,6	3011,7	3146,2	3269,4	3380,5	3475,7	3560,9	3641,8	3720,0
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	4 061	4 212	4 355	4 597	4 849	5 116	5 187	5 445	5 715	5 984	6 251	6 496	6 716	6 906	7 075	7 236	7 391
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, тыс.руб.	4 061	4 246	4 389	4 631	4 883	5 150	5 221	5 479	5 749	6 018	6 285	6 530	6 751	6 940	7 109	7 270	7 425
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ, руб/Гкал	2044,2	2137,1	2209,2	2330,8	2457,6	2592,0	2628,1	2757,8	2893,8	3029,0	3163,4	3286,6	3397,8	3493,0	3578,2	3659,1	3737,3
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, тыс.руб.	4 061	4 263	4 406	4 648	4 900	5 167	5 239	5 496	5 767	6 035	6 302	6 547	6 768	6 957	7 126	7 287	7 442
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ, руб/Гкал	2044,2	2145,7	2217,8	2339,4	2466,3	2600,7	2636,7	2766,4	2902,4	3037,6	3172,1	3295,3	3406,4	3501,6	3586,8	3667,7	3745,9
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, тыс.руб.	4 061	4 280	4 424	4 665	4 917	5 184	5 256	5 513	5 784	6 052	6 319	6 564	6 785	6 974	7 143	7 304	7 460
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ, руб/Гкал	2044,2	2154,4	2226,4	2348,1	2474,9	2609,3	2645,3	2775,0	2911,1	3046,2	3180,7	3303,9	3415,1	3510,3	3595,5	3676,3	3754,6

**Таблица 10.13.** Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%) ОАО «ТЛП»

Источник т/с	Значения показателей в течение рассматриваемого периода реализации схемы теплоснабжения																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																	
Тепловая энергия	1,00	1,04	1,03	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7	202,7
Всего капиталовложений, тыс. руб. (с НДС)	0,0	2543,5	0,0	0,0	1599,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб/Гкал	2242,6	2415,8	2497,9	2636,5	2781,1	2934,2	3090,2	3243,7	3404,7	3564,7	3723,9	3869,7	4001,3	4113,9	4214,8	4310,5	4403,1
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2242,6	2415,8	2418,5	2553,4	2535,6	2932,2	3274,8	3461,9	3656,3	3792,5	3881,2	3921,8	3910,1	3953,6	3885,2	4055,0	4033,6
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	454,6	489,7	490,3	517,6	514,0	594,4	663,9	701,8	741,2	768,8	786,8	795,0	792,7	801,5	787,6	822,0	817,7
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, тыс.руб.	454,6	541,5	542,0	569,4	565,8	646,2	715,6	753,6	793,0	820,6	838,6	846,8	844,4	853,3	839,4	873,8	869,5
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ, руб/Гкал	2242,6	2671,2	2673,9	2808,8	2791,0	3187,6	3530,2	3717,4	3911,8	4047,9	4136,6	4177,3	4165,6	4209,0	4140,6	4310,4	4289,0
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, тыс.руб.	454,6	567,4	567,9	595,3	591,7	672,1	741,5	779,5	818,9	846,5	864,5	872,7	870,3	879,1	865,3	899,7	895,4
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ, руб/Гкал	2242,6	2798,9	2801,6	2936,6	2918,7	3315,4	3657,9	3845,1	4039,5	4175,6	4264,3	4305,0	4293,3	4336,8	4268,3	4438,1	4416,7
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, тыс.руб.	454,6	593,3	593,8	621,2	617,6	698,0	767,4	805,4	844,8	872,4	890,4	898,6	896,2	905,0	891,2	925,6	921,2
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ, руб/Гкал	2242,6	2926,6	2929,3	3064,3	3046,4	3443,1	3785,6	3972,8	4167,2	4303,3	4392,0	4432,7	4421,0	4464,5	4396,1	4565,9	4544,4

## **11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ 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 об 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.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На территории Пудостьского сельского поселения в пос. Пудость, пос. Терволово, дер. Большое Рейзино и дер. Ивановка деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района».

На территории Пудостьского сельского поселения в пос. Терволово в районе СЦТ котельной ОАО «ТЛП» деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ОАО «Терволово-лесной питомник».

На территории Пудостьского сельского поселения в пос. Мыза Ивановка деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ЛОГП «Гатчинское ДРСУ».

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается в пос. Пудость, пос. Терволово, дер. Большое Рейзино и дер. Ивановка наделить статусом единой теплоснабжающей организации ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», в пос. Терволово в районе СЦТ ОАО «ТЛП» наделить статусом единой теплоснабжающей организации ОАО «Терволово-лесной питомник», в пос. Мыза Ивановка предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации ЛОГП «Гатчинское ДРСУ».