

## 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 СУСАНИНСКОГО 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 №15 пос. Сусанино .....	11
1.2.2. Котельная №26 пос. Семрино.....	16
1.2.3. Котельная №39 пос. Семрино.....	21
1.2.4. Котельная №41 пос. Кобралово.....	26
1.2.1. Котельная №7 пос. Пижма (военный городок).....	32
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	37
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.....	37
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	38
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.....	45
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	58
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.....	58
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	59
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	62
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	62
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей.....	63
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	67
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	67
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.....	67
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	73
1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года .....	75
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	76
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.....	76
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям .....	77
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	78
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	78
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	78
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	78
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	79

1.5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	85
1.5.1.	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха .....	85
1.5.2.	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	88
1.5.3.	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	88
1.5.4.	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	89
1.6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	91
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.....	91
1.6.2.	Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	94
1.6.3.	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя .....	94
1.7.	Балансы теплоносителя .....	95
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 .....	95
1.8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	98
1.8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	98
1.8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	99
1.9.	Надежность теплоснабжения .....	100
1.9.1.	Методика и показатели надежности .....	100
1.9.2.	Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения .....	100
1.9.3.	Показатели надёжности системы теплоснабжения .....	101
1.9.4.	Оценка надёжности систем теплоснабжения:.....	103
1.9.5.	Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения .....	104
1.10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	106
1.11.	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	110
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 .....	110
1.11.2.	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	112
1.11.3.	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	116
1.11.4.	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей .....	116
1.12.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа .....	117

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	118
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения .....	118
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 .....	120
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.....	123
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов .....	128
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.....	128
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.....	140
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 .....	140
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	141
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене .....	143
3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА .....	146
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ .....	151
4.1. Баланы 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.....	151
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.....	159
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	166
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ .....	169
6.1. Общие положения .....	169

6.2.	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	170
6.3.	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	174
6.4.	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	175
6.5.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	175
6.6.	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа .....	175
6.7.	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 .....	176
6.8.	Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения .....	176
7.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ .....	177
7.1.	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности .....	177
7.2.	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	177
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 .....	178
7.4.	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	178
7.5.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	178
7.6.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	188
8.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....	192
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 .....	192
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива .....	198
9.	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛΟΣНАБЖЕНИЯ .....	199

10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ .....	203
10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности... ..	212
10.3. Расчет эффективности инвестиций .....	213
10.3.1. Методика оценки эффективности инвестиций .....	213
10.3.2. Экономическое окружение проекта.....	214
10.3.3. Оценка эффективности инвестиций. ....	215
10.4. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения .....	219
11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ .....	225

## **ВВЕДЕНИЕ**

Схема теплоснабжения Сусанинского сельского поселения выполнена на основании Технического задания к договору № 13-10/14 от 13.10.2014 г. (приложение А).

Проект схемы теплоснабжения Сусанинского 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**

Сусанинское сельское поселение — муниципальное образование в составе Гатчинского муниципального района Ленинградской области. Административный центр — посёлок Сусанино. На территории поселения находятся 9 населённых пунктов — 3 посёлка, 1 посёлок при станции и 5 деревень. Общая численность населения 8 387 человек.

Кроме того, к Сусанинскому сельскому поселению относится военный городок (в/г 60255), расположенный вблизи пос. Пижма.

На территории Сусанинского сельского поселения существует пять систем централизованного теплоснабжения, расположенных в пос. Сусанино, пос. Семрино, в пос. Кобралово и в пос. Пижма.

На территории пос. Сусанино централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №15.

В пос. Семрино существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения:

- система централизованного теплоснабжения котельной №26,
- система централизованного теплоснабжения котельной №39.

На территории пос. Кобралово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №41.

На территории пос. Пижма централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №7.

В границах Сусанинского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» и открытое акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление».

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» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных №15 в пос. Сусанино, №26 и №39 в пос. Семрино и №41 в пос. Кобралово.

ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» 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 «Ремонтно-эксплуатационное управление» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах системы теплоснабжения котельной №7 в пос. Пижма.

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



**Рисунок 1.1. Структура договорных отношений**

На территориях Сусанинского 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 №15 пос. Сусанино

#### 1.2.1.1. Структура основного оборудования

На котельной №15 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос» суммарной установленной мощностью 2,0 МВт (1,72 Гкал/час).

Котел КВ-ГМ-1,0 "Луга-Лотос" - водогрейный, предназначенный для производства горячей воды с максимальной температурой 95°C при допустимом рабочем давлении 0,35 МПа.

Котельная работает на жидком топливе, в качестве основного топлива используется топочный мазут М-100. Резервное топливо на котельной отсутствует.

На котлах установлены горелочные устройства РГ-1.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №15 пос. Сусанино

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос»	КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос»
Год ввода в эксплуатацию	1982	1982
Теплопроизводительность, МВт	1,0	1,0
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,86	0,86
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,43	0,43
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	95	95

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

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-1,0 "Луга-Лотос" теплопроизводительностью 1,0 МВт (0,86 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 2,0 МВт (1,72 Гкал/час).

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

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 2,0 МВт (1,72 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 №15 на собственные нужды составляет 0,032 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 1,688 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 1982 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1982 года.

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

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-1,0 "Луга-Лотос".

Система теплоснабжения потребителей - двухтрубная, открытая. Нагретая вода от котлов поступает непосредственно в систему теплоснабжения потребителей. Подпитка тепловой сети осуществляется на котельной.

Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период.

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

Система теплоснабжения котельной №15 – двухтрубная, открытая. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в

подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°C до -4°C регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки - 60°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №15 представлен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №15

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
-1	60	47	13,0
-2	60	47	13,0
-3	60	47	13,0
-4	60	47	13,0
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-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

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
-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: 1. Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### 1.2.1.8. *Среднегодовая загрузка оборудования*

В настоящее время на котельной №15 пос. Сусанино работают 2 водогрейных котла КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос». Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период. Суммарное время работы котельной составляет 5280 ч в год. Сведения о времени работы котельной №15 представлены в таблице 1.3.

**Таблица 1.3.** Сведения о времени работы котельной №15

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>

#### 1.2.1.9. *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 №15 пос. Сусанино представлены в таблице 1.4.

**Таблица 1.4.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №15 пос. Сусанино

Месяц	2011	2012	2013
Январь			
Февраль		1	
Март	2		
Апрель	1		
Май	3		
Июнь	2		
Июль			
Август			
Сентябрь			
Октябрь			
Ноябрь	1		
Декабрь		1	
<b>Итого</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>0</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №15 пос. Сусанино отсутствуют.

## 1.2.2. Котельная №26 пос. Семрино

### 1.2.2.1. Структура основного оборудования

На котельной №26 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,0 «Луга-Лотос» суммарной установленной мощностью 4,0 МВт (3,44 Гкал/час).

Котел КВ-ГМ-2,0 "Луга-Лотос" - водогрейный, предназначенный для производства горячей воды с максимальной температурой 95°C при допустимом рабочем давлении 0,35 МПа.

Котельная работает на жидком топливе, в качестве основного топлива используется топочный мазут М-100. Резервное топливо на котельной отсутствует.

На котлах установлены горелочные устройства РГ-1.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.5.

**Таблица 1.5.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №26 пос. Семрино

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-2,0 «Луга-Лотос»	КВ-ГМ-2,0 «Луга-Лотос»
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013
Теплопроизводительность, МВт	2,0	2,0
Теплопроизводительность, Гкал/час	1,72	1,72
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,43	0,43
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	95	95

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

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,0 "Луга-Лотос" теплопроизводительностью 2,0 МВт (1,72 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 4,0 МВт (3,44 Гкал/час).



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

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 4 МВт (3,44 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 собственные и хозяйственные нужды котельной №26 составляет 0,129 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 3,311 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 1994 году. В 2013 году на котельной замены два водогрейных котла КСВа-2,0Жм «ВК-32» на новые котлы КВ-ГМ-2,0 "Луга-Лотос".

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

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,0 «Луга-Лотос».

Котельная работает по четырехтрубной системе по температурному графику 95/70°С на отопление и 65/50°С на горячее водоснабжение. Нагрев теплоносителя на отопление потребителей осуществляется на котельной через один теплообменный аппарат, для подогрева теплоносителя на нужды ГВС на котельной установлено два теплообменных аппарата.

Подпитка тепловой сети осуществляется на котельной.

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

Система теплоснабжения котельной №26 - четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №26 пос. Семрино 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 №26 представлен в таблице 1.6.

**Таблица 1.6.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №26

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
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

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
-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: 1. Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### 1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №26 пос. Семрино работают два водогрейных котла КВ-ГМ-2,0 «Луга-Лотос». Суммарное время работы котельной составляет 8424 ч в год. Сведения о времени работы котельной №26 пос. Семрино представлены в таблице 1.7.

**Таблица 1.7.** Сведения о времени работы котельной №26

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	-	744	744
Август	-	408	408
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	70	-	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 №26 пос. Семрино представлены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №26 пос. Семрино

Месяц	2011	2012	2013
Январь	3		5
Февраль	7	2	1
Март	7		1
Апрель	10	1	1
Май	3	1	
Июнь		2	
Июль			3
Август	10	1	2
Сентябрь	1		
Октябрь	1		1
Ноябрь		3	6
Декабрь	1	7	
<b>Итого</b>	<b>43</b>	<b>17</b>	<b>20</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №26 пос. Семрино отсутствуют.

### 1.2.3. Котельная №39 пос. Семрино

#### 1.2.3.1. Структура основного оборудования

На котельной №39 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос» суммарной установленной мощностью 2,0 МВт (1,72 Гкал/час).

Котел КВ-ГМ-1,0 "Луга-Лотос" - водогрейный, предназначенный для производства горячей воды с максимальной температурой 95°C при допустимом рабочем давлении 0,35 МПа.

Котельная работает на жидком топливе, в качестве основного топлива используется топочный мазут М-100. Резервное топливо на котельной отсутствует.

На котлах установлены горелочные устройства РГ-1.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.9.

**Таблица 1.9.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №39 пос. Семрино

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос»	КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос»
Год ввода в эксплуатацию	1965	1965
Теплопроизводительность, МВт	1,0	1,0
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,86	0,86
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,35	0,35
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60
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-1,0 "Луга-Лотос" теплопроизводительностью 1,0 МВт (0,86 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 2,0 МВт (1,72 Гкал/час).

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

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 2,0 МВт (1,72 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 котельной №35 составляет 0,068 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 1,652 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 1965 году. Все теплофикационное оборудование эксплуатируется с 1965 года.

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

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-1,0 «Луга-Лотос».

Котельная работает по четырехтрубной системе по температурному графику 95/70°С на отопление и 65/50°С на горячее водоснабжение. Нагретая вода от котлов поступает в системы отопления.

Водоразбор на горячее водоснабжение от котельной осуществляется единственным потребителем. Восполнение потерь теплоносителя на нужды ГВС осуществляется на котельной. Для остальных потребителей система двухтрубная, без отбора на ГВС.

Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период.

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

Котельная работает по четырехтрубной системе по температурному графику 95/70°C на отопление и 65/50°C на горячее водоснабжение. 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 осуществляется единственным потребителем в отопительный период. Для остальных потребителей система является двухтрубной, отбор на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №39 представлен в таблице 1.10.

**Таблица 1.10.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №39

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

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
-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: 1. Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### 1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №39 пос. Семрино работают 2 водогрейных котла КВ-ГМ-1,0 «Луга-Лотос». Суммарное время работы котельной составляет 5280 часов в год. Сведения о времени работы котельной №39 представлены в таблице 1.11.

**Таблица 1.11.** Сведения о времени работы котельной №39

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>-</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 №39 пос. Семрино представлены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №39 пос. Семрино

Месяц	2011	2012	2013
Январь			
Февраль	3		
Март		1	1
Апрель	2	2	
Май			
Июнь	1		
Июль	5		
Август	6		
Сентябрь	8		
Октябрь	1		
Ноябрь		2	2
Декабрь		1	
<b>Итого</b>	<b>26</b>	<b>6</b>	<b>3</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №39 пос. Семрино отсутствуют.

## 1.2.4. Котельная №41 пос. Кобралово

### 1.2.4.1. Структура основного оборудования

На котельной №41 установлено три паровых котла ДЕ-10-14ГМ паропроизводительностью 10 т/ч каждый. Котлы газомазутные, вертикальные, предназначены для производства пара 194°С при допустимом рабочем давлении 1,3 МПа.

Котлы оснащены газовыми горелочными устройствами ГМ-7.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.13.

**Таблица 1.13.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №41 пос. Кобралово

№ котла	1	2	3
Марка котла	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-10-14ГМ
Год ввода в эксплуатацию	1987	1987	1987
Паропроизводительность, т/ч	10	10	10
Теплопроизводительность, Гкал/час	5,7	5,7	5,7
Максимальное избыточное давление пара, МПа	1,3	1,3	1,3
Температура воды на входе в котел, °С	100	100	100
Температура пара на выходе из котла, °С	194	194	194

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

На котельной №41 установлено три паровых котла ДЕ-10-14ГМ теплопроизводительностью 5,7 Гкал/час каждый. Установленная мощность котельной составляет 17,1 Гкал/час.

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

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 17,1 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 котельной №47 составляет 0,09 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 17,01 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 1987 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1987 года.

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

На котельной №41 установлено три паровых котла ДЕ-10-14ГМ.

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая. Подпитка тепловой сети осуществляется из аккумуляторных баков, установленных на котельной.

Подогрев сетевой воды происходит в пароводяных подогревателях.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.2.

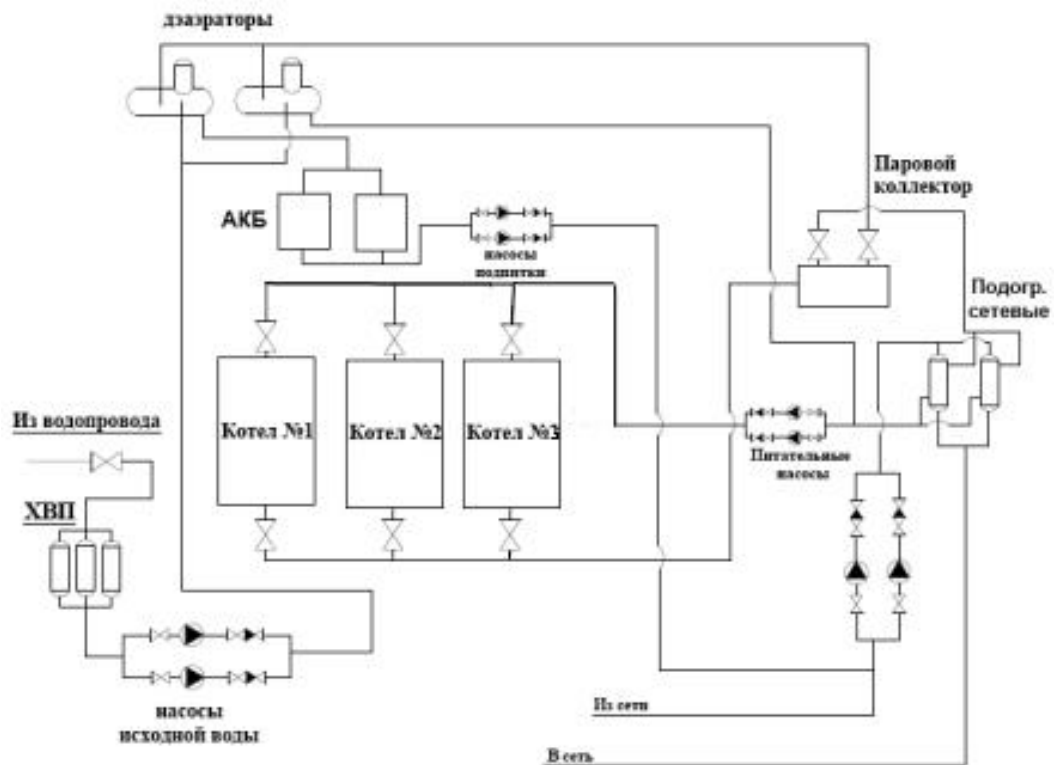


Рисунок 1.2. Тепловая схема котельной №41 пос. Кобралово

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

Система теплоснабжения котельной №41 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $-4^{\circ}\text{C}$  регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки -  $60^{\circ}\text{C}$ , что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №41 представлен в таблице 1.14.

**Таблица 1.14.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №41

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
-1	60	47	13,0
-2	60	47	13,0
-3	60	47	13,0
-4	60	47	13,0
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-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: 1. Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

#### 1.2.4.8. *Среднегодовая загрузка оборудования*

На котельной №41 в пос. Кобралово установлено три паровых котла ДЕ-10-14ГМ. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период. Суммарное время работы котельной составляет 5280 часов в год

Сведения о времени работы котельной №41 пос. Кобралово представлены в таблице 1.15.

**Таблица 1.15.** Сведения о времени работы котельной №41

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>-</b>	<b>5280</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 №41 пос. Кобралово представлены в таблице 1.16.

**Таблица 1.16.** Статистика аварийных ситуаций на котельной №41 пос. Кобралово

Месяц	2011	2012	2013
Январь	6	1	
Февраль	1	2	
Март	1		2
Апрель	1	1	
Май			1
Июнь			1
Июль	2	3	1
Август			
Сентябрь	4	2	2
Октябрь	4		
Ноябрь	2	1	
Декабрь	3	1	2
<b>Итого</b>	<b>24</b>	<b>11</b>	<b>9</b>

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №41 пос. Кобралово отсутствуют.

### 1.2.1. Котельная №7 пос. Пижма (военный городок)

#### 1.2.1.1. Структура основного оборудования

На котельной №7 установлено два котла ДКВ-2-8, один из которых резервный. Котлы твердотопливные, работающие в водогрейном режиме.

В качестве основного топлива на котельной используется уголь, резервное топливо отсутствует.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.17.

**Таблица 1.17.** Технические характеристики котельного оборудования котельной №7 пос. Пижма

№ котла	1	2
Марка котла	ДКВ-2-8	ДКВ-2-8 (резервный)
Год ввода в эксплуатацию	1960	1960
Теплопроизводительность, МВт	1,3	1,3
Теплопроизводительность, Гкал/час	1,12	1,12
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,3	0,3
Температура воды на входе в котел, °С	70	70
Температура воды на выходе из котла, °С	95	95

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

На котельной №7 установлено два котла ДКВ-2-8 теплопроизводительностью 1,12 Гкал/ч каждый, один из которых резервный. Установленная мощность котельной составляет 2,24 Гкал/час.

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

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 2,24 Гкал/час.



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

Потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной №47 составляет 0,014 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 2,226 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**

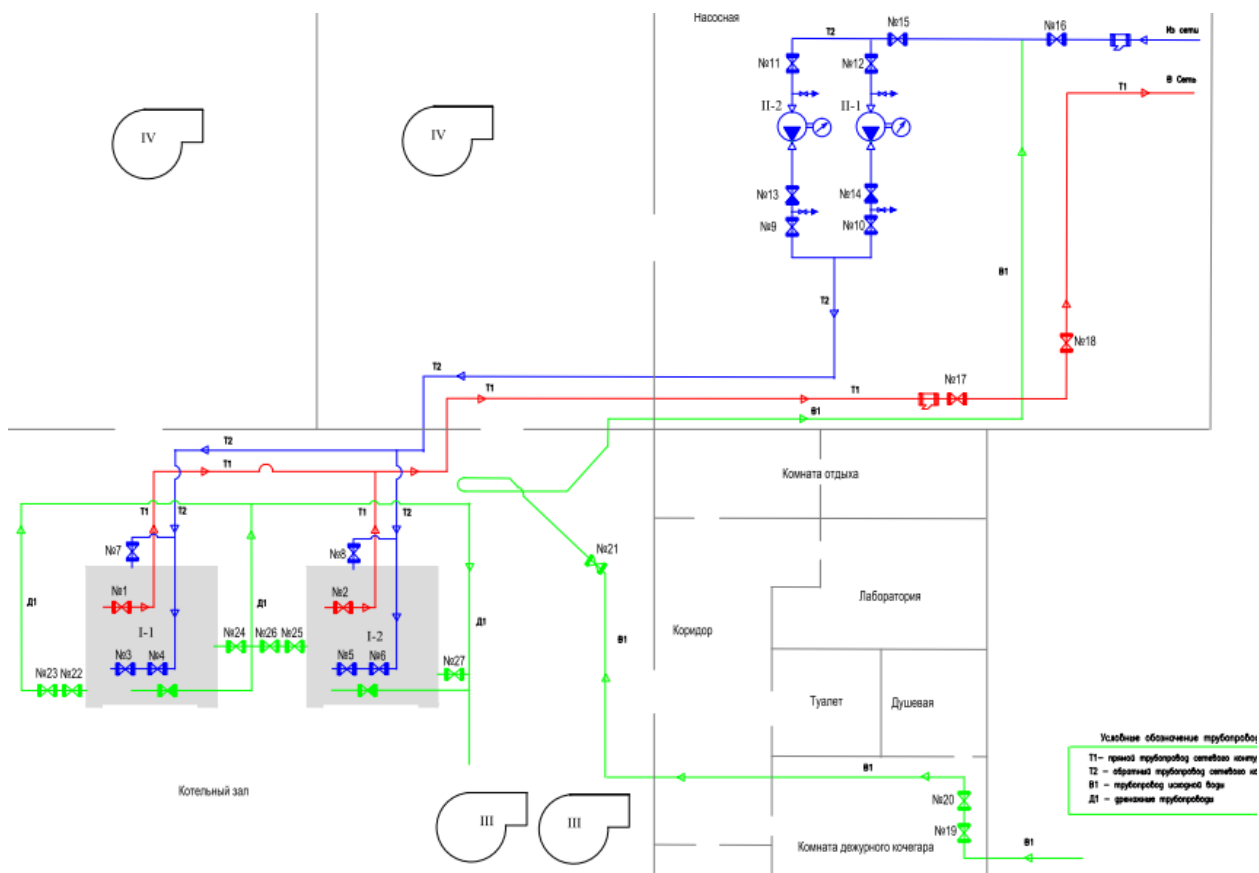
Котельная была построена в 1960 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1960 года.

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

На котельной №7 установлено два котла ДКВ-2-8.

Котельная работает по одноконтурной схеме. Нагретая вода от котлов поступает в системы отопления. Подпитка тепловой сети на восполнение потерь с утечками теплоносителя осуществляется на котельной из водопровода.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.3.



**Рисунок 1.3. Тепловая схема котельной №7 пос. Пижма**

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

Система теплоснабжения котельной №7 - 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 №7 представлен в таблице 1.18.

**Таблица 1.18.** Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №7 пос. Пижма

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

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
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.

#### 1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

На котельной №7 установлено два котла ДКВ-2-8. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период. Суммарное время работы котельной составляет 5280 ч в год.

Сведения о времени работы котельной №7 пос. Пижма представлены в таблице 1.19.

**Таблица 1.19.** Сведения о времени работы котельной №7

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>-</b>	<b>5280</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 об аварийных ситуациях на котельной №7 пос. Пижма за последние 3 года не предоставлены.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №7 пос. Пижма 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 №15 пос. Сусанино**

Система теплоснабжения - двухтрубная, открытая.

Протяженность тепловых сетей составляет 1902,8 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 108 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,089 м.

##### **1.3.1.2. СЦТ котельной №26 пос. Семрино**

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 6187 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, минимальный – 48 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,095 м.

##### **1.3.1.3. СЦТ котельной №39 пос. Семрино**

Система теплоснабжения – четырехтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 3992 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 133 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,068 м.

##### **1.3.1.4. СЦТ котельной №41 пос. Кобралово**

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая.

Протяженность тепловых сетей составляет 7026,0 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм, минимальный – 32 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,149 м.

#### **1.3.1.1. СЦТ котельной №7 пос. Пижма**

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Протяженность тепловых сетей составляет 1278,2 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 159 мм, минимальный – 48 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,109 м.

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

На территории Сусанинского сельского поселения функционирует 5 источников тепловой энергии.

На территории пос. Сусанино централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №15.

В пос. Семрино существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения:

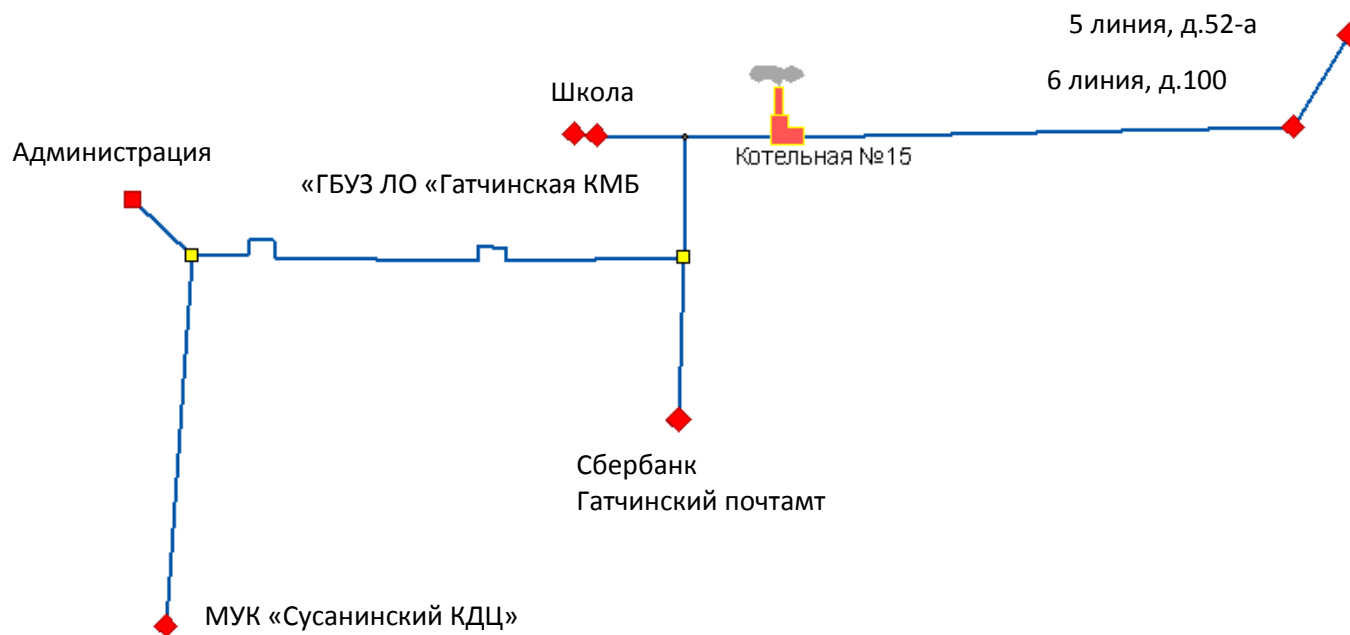
-система централизованного теплоснабжения котельной №26,

-система централизованного теплоснабжения котельной №39.

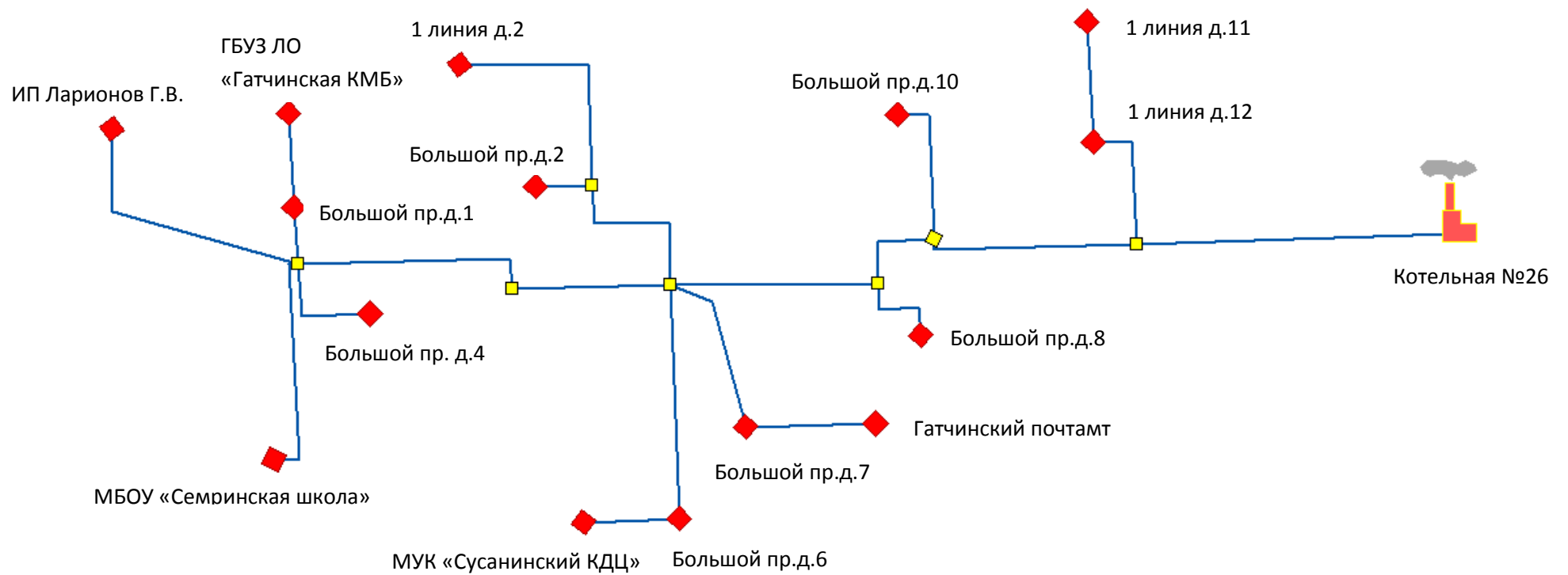
На территории пос. Кобралово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №41.

На территории пос. Пижма централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №7.

Схемы тепловых сетей представлены на рисунках 1.4 - 1.10.

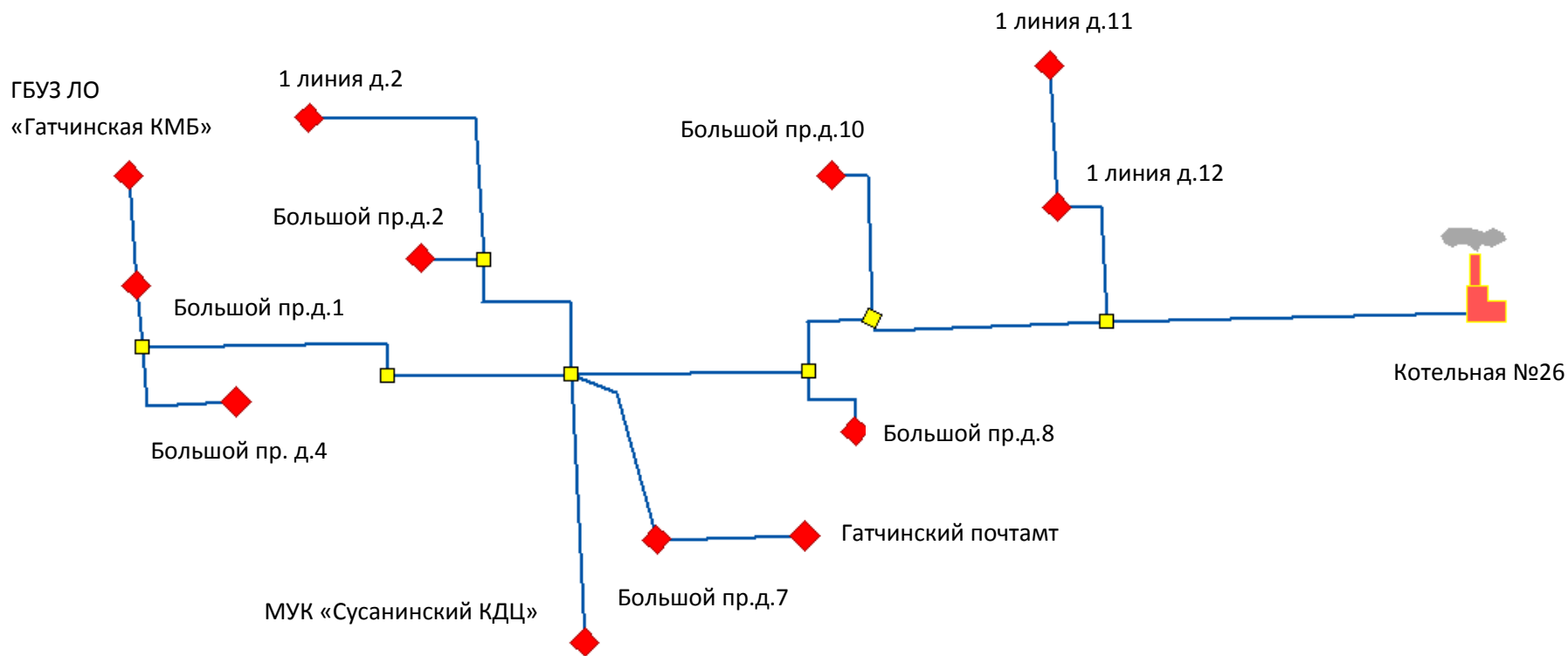


**Рисунок 1.4. Схема тепловых сетей котельной №15 пос. Сусанино**

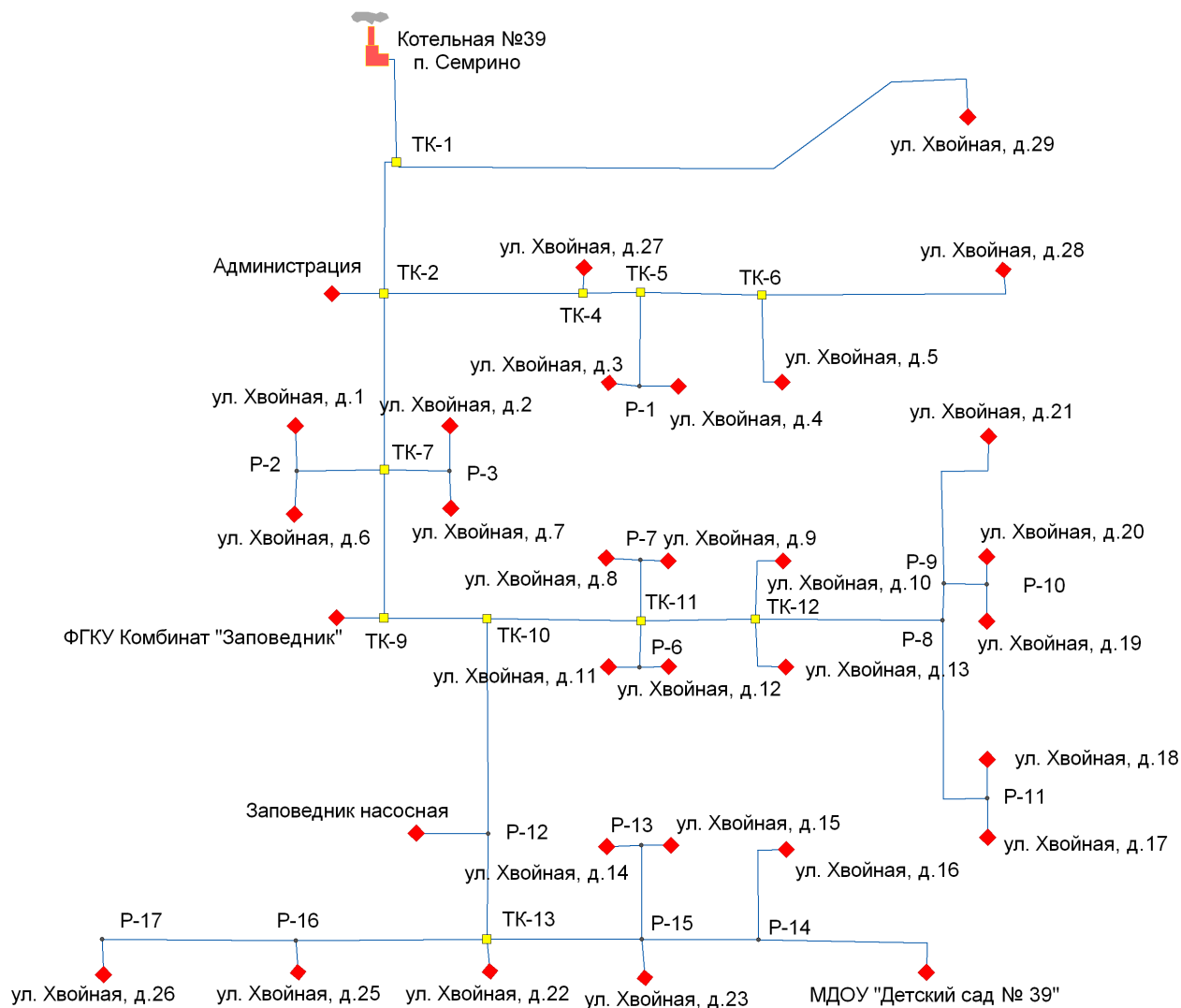


**Рисунок 1.5. Схема тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино (контур отопления)**

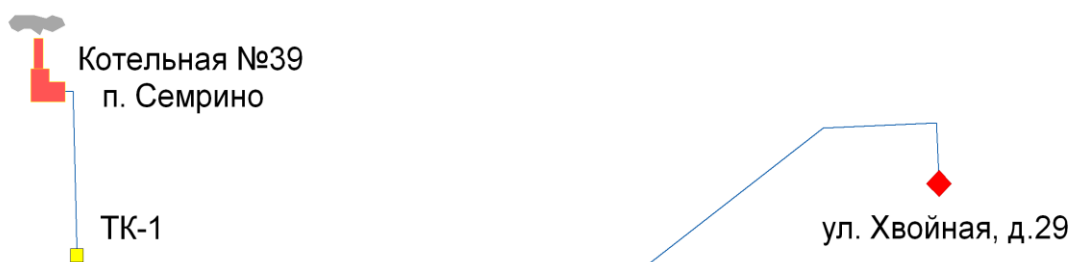




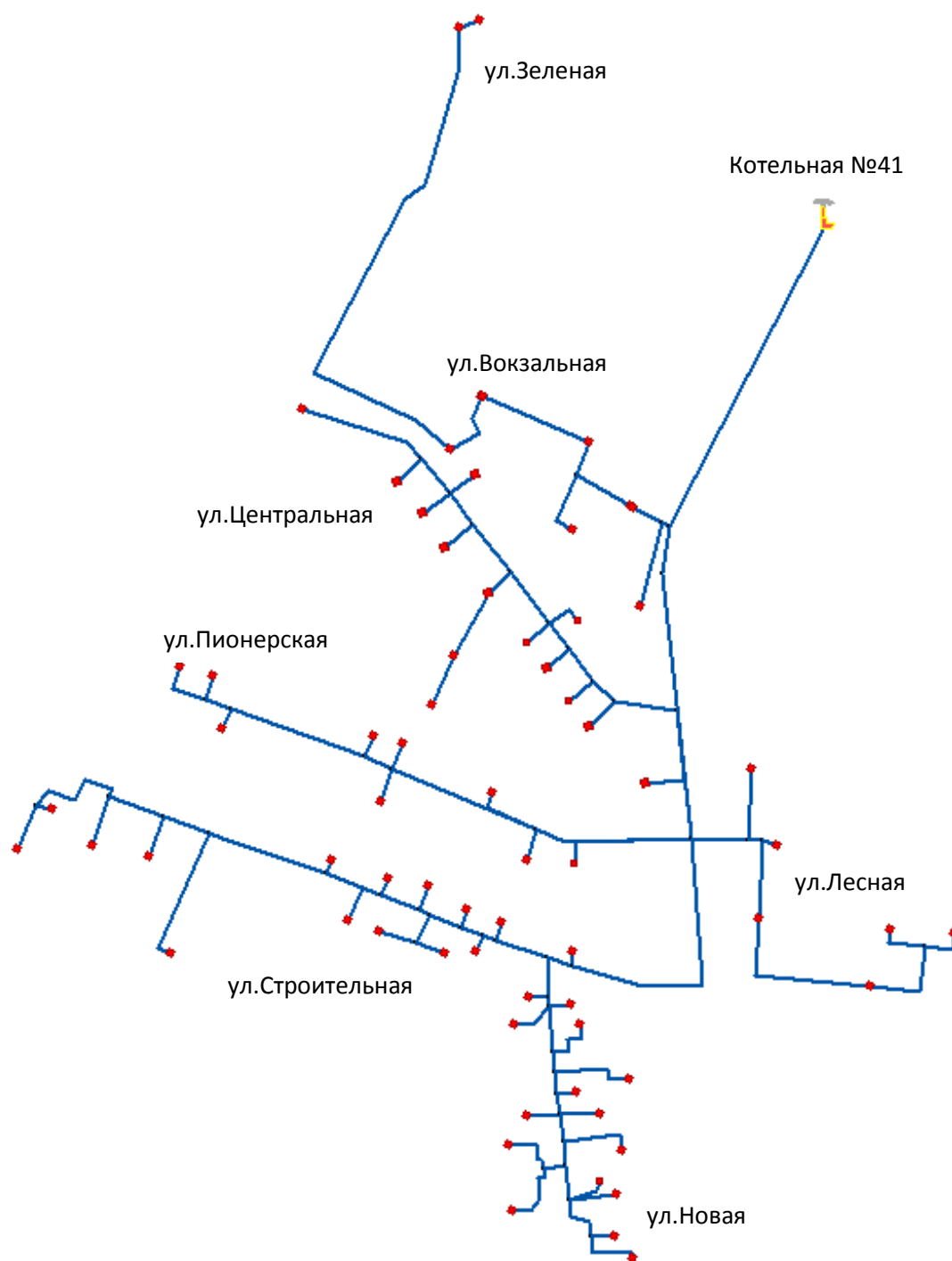
**Рисунок 1.6. Схема тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино (контур ГВС)**



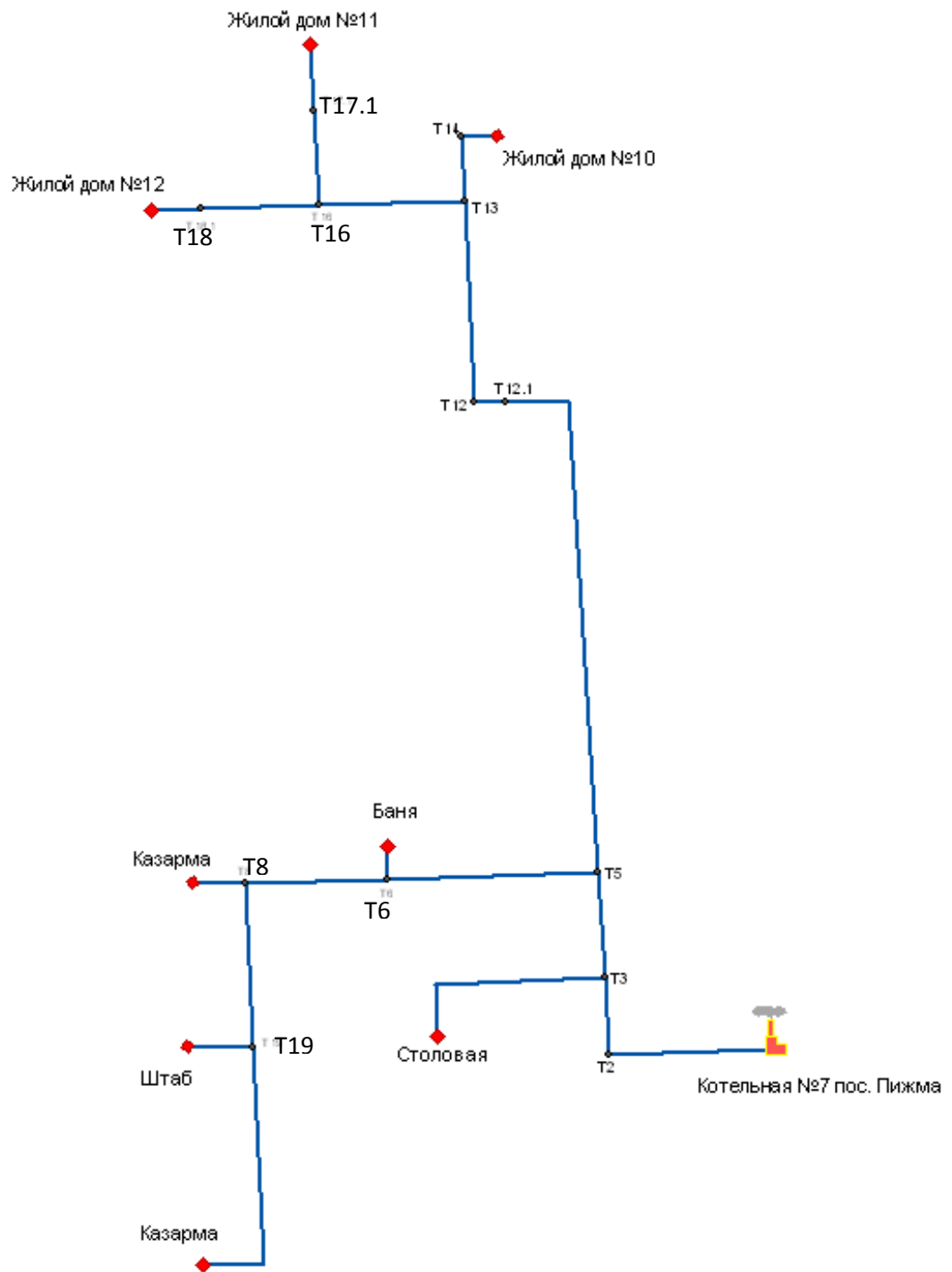
**Рисунок 1.7. Схема тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино (контур отопления)**



**Рисунок 1.8. Схема тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино (контур ГВС)**



**Рисунок 1.9. Схема тепловых сетей котельной №41 пос. Кобралово**



**Рисунок 1.10. Схема тепловых сетей котельной №7 пос. Пижма**

**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 наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

**1.3.3.1. *СЦТ котельной №15 пос. Сусанино***

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №15 представлены в таблице 1.20.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным способом по всей протяженности трассы. При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

**Таблица 1.20.** Параметры тепловых сетей котельной №15 пос. Сусанино

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>у</sub> , мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	106	106	108	108	11,45	11,45	22,9
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	251	251	89	89	22,31	22,31	44,62
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	104	104	76	76	7,9	7,9	15,81
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	15	15	57	57	0,86	0,86	1,71
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	106	106	108	108	11,45	11,45	22,9
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	251	251	89	89	22,31	22,31	44,62
7	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	104	104	76	76	7,9	7,9	15,81
8	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	15	15	57	57	0,86	0,86	1,71
<b>ИТОГО</b>						<b>951,4</b>	<b>951,4</b>	-	-	<b>85,04</b>	<b>85,04</b>	<b>170,08</b>
<b>в т. ч. надземная прокладка</b>						<b>0</b>	<b>0</b>					
<b>подземная прокладка</b>						<b>951,4</b>	<b>951,4</b>					

#### 1.3.3.2. *СЦТ котельной №26 пос. Семрино*

Система теплоснабжения - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.21 и 1.22 соответственно.

Прокладка тепловых сетей отопления и ГВС выполнена подземным способом по всей длине трассы. При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

**Таблица 1.21.** Параметры тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	200	200	253	253	219	219	55,41	55,41	110,81
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	150	150	158	158	159	159	25,12	25,12	50,24
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	127	127	108	108	13,66	13,66	27,32
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	789	789	89	89	70,18	70,18	140,35
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	533	533	76	76	40,51	40,51	81,02
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	473	473	57	57	26,96	26,96	53,92
7	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	38	38	48	48	1,82	1,82	3,65
<b>ИТОГО</b>						<b>2370</b>	<b>2370</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>233,66</b>	<b>233,66</b>	<b>467,32</b>
<b>в т. ч. надземная прокладка</b>						<b>0</b>	<b>0</b>					
<b>подземная прокладка</b>						<b>2371</b>	<b>2371</b>					



**Таблица 1.22.** Параметры тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино (ГВС)

№ участка	Год прокладк и	Вид прокладк и теплосети	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающи й	Обратны й	Подающи й	Обратны й	Подающи й	Обратны й	Подающи й	Обратны й	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	127	127	108	108	13,66	13,66	27,32
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	172	172	89	89	15,26	15,26	30,53
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	64	64	89	89	5,65	5,65	11,3
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	232	232	76	76	17,63	17,63	35,26
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	130	130	57	57	7,41	7,41	14,82
<b>ИТОГО</b>						<b>723,5</b>	<b>723,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59,62</b>	<b>59,62</b>	<b>119,24</b>
<b>в т. ч. надземная прокладка</b>						<b>0</b>	<b>0</b>					
<b>подземная прокладка</b>						<b>723,5</b>	<b>723,5</b>					

#### 1.3.3.3. *СЦТ котельной №39 пос. Семрино*

Система теплоснабжения - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.23 и 1.24 соответственно.

Прокладка тепловых сетей отопления и ГВС выполнена подземным способом по всей длине трассы. При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

**Таблица 1.23.** Параметры тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	125	125	100	100	133	133	13,3	13,3	26,6
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	130	130	108	108	14,04	14,04	28,08
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	396	396	76	76	30,1	30,1	60,19
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	960	960	57	57	54,72	54,72	109,44
<b>ИТОГО</b>						<b>1586</b>	<b>1586</b>	-	-	112,16	112,16	224,31
в т. ч. надземная прокладка						<b>0</b>	<b>0</b>					
подземная прокладка						<b>1586</b>	<b>1586</b>					

**Таблица 1.24.** Параметры тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино (ГВС)

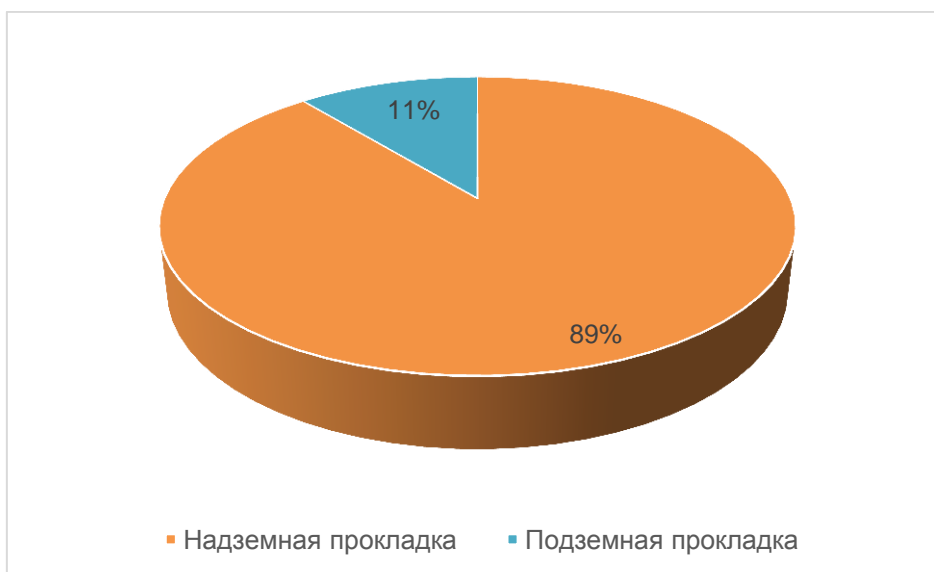
№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	410	410	57	57	23,37	23,37	46,74
<b>ИТОГО</b>						<b>410</b>	<b>410</b>			23,37	23,37	46,74
в т. ч. надземная прокладка						<b>0</b>	<b>0</b>					
подземная прокладка						<b>410</b>	<b>410</b>					

#### 1.3.3.4. СЦТ котельной №41 пос. Кобралово

Система теплоснабжения – двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №41 пос. Кобралово представлены в таблице 1.25.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №41 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.11. Как видно из диаграммы, наиболее часто применяется надземная прокладка.



**Рисунок 1.11. Распределение тепловых сетей котельной №41 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 1.25.** Параметры тепловых сетей котельной №41 пос. Кобралово

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	200	200	105	105	219	219	23	23	45,99
2	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	150	150	84	84	159	159	13,36	13,36	26,71
3	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	125	125	70	70	133	133	9,31	9,31	18,62
4	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	16	16	108	108	1,73	1,73	3,46
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	80	80	89	89	7,12	7,12	14,24
6	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	30	30	76	76	2,28	2,28	4,56
7	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	300	300	80	80	325	325	26	26	52
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	250	250	994	994	273	273	271,36	271,36	542,72
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	200	200	72	72	219	219	15,77	15,77	31,54
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	118	118	159	159	18,76	18,76	37,52
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	380	380	108	108	41,04	41,04	82,08
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	80	80	331	331	89	89	29,46	29,46	58,92
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	50	798	798	57	57	45,49	45,49	90,97
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50		120		57	0	6,84	0	6,84
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	40	40	211	211	48	48	10,13	10,13	20,26

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки теплосети	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид		40		120	0	48	0	5,76	5,76
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид		40		18	0	48	0	0,86	0,86
	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	25	25	15	15	32	32	0,48	0,48	0,96
<b>ИТОГО</b>						<b>3504</b>	<b>3522</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>522,11</b>	<b>521,9</b>	<b>1044,01</b>
<b>в т. ч. надземная прокладка</b>						<b>3119</b>	<b>3137</b>					
<b>подземная прокладка</b>						<b>385</b>	<b>385</b>					

### 1.3.3.5. СЦТ котельной №7 пос. Пижма

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №7 пос. Пижма представлены в таблице 1.26.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №7 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.12. Как видно из диаграммы, наиболее часто применяется надземная прокладка.



**Рисунок 1.12. Распределение тепловых сетей котельной №7 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 1.26.** Параметры тепловых сетей котельной №7 пос. Пижма

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
1	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	150	150	33,5	33,5	159	159	16,73	16,73	33,47
2	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	46,5	46,5	159	159	23,23	23,23	46,45
3	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	40	40	30	30	48	48	4,52	4,52	9,05
4	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	51,5	51,5	108	108	17,47	17,47	34,95
5	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	11	11	48	48	0,62	0,62	1,24
6	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	34,8	34,8	108	108	11,81	11,81	23,61
7	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	83,8	83,8	76	76	20,01	20,01	40,02
8	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	40	40	8	8	48	48	1,21	1,21	2,41
9	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	8	8	48	48	1,21	1,21	2,41
10	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	8	8	48	48	1,21	1,21	2,41
11	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	114,2	114,2	159	159	57,04	57,04	114,09
12	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	150	150	30	30	159	159	14,99	14,99	29,97
13	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	24,8	24,8	108	108	8,41	8,41	16,83
14	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	20	20	76	76	4,78	4,78	9,55
15	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	10	10	48	48	1,51	1,51	3,02



№ участка	Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , мм		Материальная характеристика трубопроводов, м <sup>2</sup>		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
16	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	40,3	40,3	108	108	13,67	13,67	27,35
17	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	34,4	34,4	76	76	8,21	8,21	16,43
18	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	20	20	76	76	4,78	4,78	9,55
19	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	18,3	18,3	76	76	4,37	4,37	8,74
20	С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	12	12	76	76	2,87	2,87	5,73
<b>ИТОГО</b>						<b>639,1</b>	<b>639,1</b>	-	-	<b>218,64</b>	<b>218,64</b>	<b>437,28</b>
<b>в т. ч. надземная прокладка</b>						<b>506,6</b>	<b>506,6</b>					
<b>подземная прокладка</b>						<b>132,5</b>	<b>132,5</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 приемками, 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 №26 и №39 в пос. Семрино - 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 №7 пос. Пижма является двухтрубной, отбор на ГВС не осуществляется.

Теплоснабжение потребителей от котельных №26 и №39 осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно. Теплоснабжение потребителей от котельной №7 осуществляется по температурному графику 95/70°C.

Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°C представлен в таблице 1.27.

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

**Таблица 1.27.** Температурный график котельных №26 и №39 пос. Семрино и котельной №7 пос. Пижма

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
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
-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.

Система теплоснабжения котельных №15 в пос. Сусанино и №41 в пос. Кобралово - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°С до -4°С регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки - 60°С, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска в тепловые сети– 95/70°С представлен в таблице 1.28.

**Таблица 1.28.** Температурный график котельных №15 в пос. Сусанино и №41 в пос. Кобралово

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
-1	60	47	13,0
-2	60	47	13,0
-3	60	47	13,0
-4	60	47	13,0
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-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: 1. 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 №15 пос. Сусанино, №26 и №39 пос. Семрино, №41 пос. Кобралово и №7 пос. Пижма представлены в приложении Б.

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №15 пос. Сусанино и №41 пос. Кобралово в целом не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери не превышают рекомендуемый уровень. Однако, скорости течения сетевой воды значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с), что влечет за собой повышенные тепловые потери.

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №26 пос. Семрино в целом соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери не превышают рекомендуемый уровень, за исключением нескольких участков. Скорости течения сетевой воды в контуре отопления находятся в рекомендуемом диапазоне (от 0,3 м/с до 1,5 м/с). При этом скорости течения сетевой воды во всем контуре ГВС значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с), что влечет за собой повышенные тепловые потери.

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №39 пос. Семрино в целом не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери на отдельных участках контура отопления превышают рекомендуемый уровень. Скорости течения сетевой воды на некоторых участках контура отопления и во всем контуре ГВС значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с), что влечет за собой повышенные тепловые потери.

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №7 в военном городке пос. Пижма в целом не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери на некоторых участках превышают рекомендованные значения в несколько раз. Скорости течения сетевой воды находятся в рекомендуемом диапазоне (от 0,3 м/с до 1,5 м/с), за исключением некоторых участков.

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

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

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 Сусанинского сельского поселения за 2011 – 2013 гг. представлены в таблицах 1.29 – 1.31.

**Таблица 1.29.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2011 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>			
21.11.2011	Сусанино у здания администрации	1	
28.11.2011	Сусанино у администрации	1	
<b>Итого за 2011 год</b>		<b>2</b>	<b>0</b>

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>			
18.01.2011	Семрино д.4	1	
20.01.2011	Семрино д.4	1	
26.01.2011	Семрино д.4	1	
<b>Итого за 2011 год</b>		<b>3</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>			
18.01.2011	Кобралово у школы	1	
28.01.2011	Кобралово -ОС	1	
18.02.2011	Кобралово у бани	1	
18.03.2011	Кобралово у ларьков	1	
28.07.2011	Кобралово Центральная д.2,3,14,20	1	
29.07.2011	Кобралово ул.Центральная д2,3,14,20	1	
16.08.2011	Кобралово ул.Центральная д.8	1	
10.09.2011	Кобралово ул. Лесная д.2а	1	
17.09.2011	Кобралово ул. Лесная д.2а	1	
23.09.2011	Кобралово ул. Вокзальная д.9	1	
28.09.2011	Кобралово ул.Лесная д.4	1	
29.09.2011	Кобралово ул.Лесная д.4	1	
07.10.2011	Кобралово-О,С	1	
<b>Итого за 2011 год</b>		<b>13</b>	<b>0</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2011 год от котельной №15 составила 2,1/(км год), от котельной №26 – 0,48/(км год), от котельной №41 – 3,71/(км год). Самая высокая аварийность в 2011 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №41. Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности. На тепловых сетях котельной №39 и котельной №7 аварий в 2011 году зафиксировано не было.

**Таблица 1.30.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2012 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>			
26.01.2012	Семрино д.6	1	
02.04.2012	Семрино Большой пр. д.12		
05.06.2012	Семрино Большой пр. д.2	1	



Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
13.11.2012	Семрино Большой пр. д.2	1	
14.11.2012	Семрино Большой пр. д.2	1	
15.11.2012	Семрино Большой пр. д.7		1
16.11.2012	Семрино Большой пр. д. 7		1
<b>Итого за 2012 год</b>		<b>4</b>	<b>2</b>
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>			
10.04.2012	Семрино-заповедник у кот.39	1	
05.09.2012	Семрино - заповедник у кот. 39	1	
16.11.2012	Семрино - заповедник д. 19, 20	1	
<b>Итого за 2012 год</b>		<b>3</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>			
30.03.2012	Кобралово ул.Лесная д.1	1	
17.09.2012	Кобралово ул.центр. Д.16,18, Вокзал. Д.4	3	
27.12.2012	Кобралово ул.Лесная д.2А	1	
<b>Итого за 2012 год</b>		<b>5</b>	<b>0</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2012 год от котельной №26 составляет 0,97/(км год), от котельной №39 – 0,75/(км год), от котельной №41 – 1,43/(км\*год). Самая высокая аварийность в 2012 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №26. Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности. На тепловых сетях котельной №15 в пос. Сусанино и котельной №7 аварий в 2012 году зафиксировано не было.

**Таблица 1.31.** Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2013 году

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>			
17.01.2013	Семрино -1-ая линия д.1-2,д.2-4	2	
04.02.2013	Семрино-д.2-4		1
06.03.2013	Семрино д. 4	1	
27.03.2013	Семрино д. 2, 4	1	
29.03.2013	Семрино д.6	1	1
03.04.2013	Семрино д.2		1

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
05.04.2013	Семрино д. 6		1
15.04.2013	Семрино д.7		1
07.10.2013	Семрино Б.проспект д.4		1
08.10.2013	Семрино Б.проспект д.4		1
25.10.2013	Семрино д.12		1
28.10.2013	Семрино Б.проспект д.6	1	
06.11.2013	Семрино кот.26 у д.7		1
<b>Итого за 2013 год</b>		<b>6</b>	<b>9</b>
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>			
11.01.2013	Семрино заповедник д. 21	1	
18.01.2013	Семрино - заповедник кот.39	1	
23.01.2013	Семрино - заповедник кот. 39	1	
24.01.2013	Семрино - заповедник кот. 39	1	
15.11.2013	Семрино - заповедник кот. 4	1	
07.12.2013	Семрино д.22 ул.Хвойная	1	
17.12.2013	Семрино - заповедник кот. 39	1	
<b>Итого за 2013 год</b>		<b>7</b>	<b>0</b>
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>			
18.01.2013	Кобралово ул. Лесная д.2а	1	
12.07.2013	Кобралово ул.Вокзальная д.7	1	
24.07.2013	Кобралово д.11,13	1	
25.07.2013	Кобралово д.11,13	1	
17.12.2013	Кобралово	1	
<b>Итого за 2013 год</b>		<b>5</b>	<b>0</b>

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2013 год от котельной №26 составляет 2,42/(км год), от котельной №39 – 1,75/(км год), от котельной №41 – 1,43/(км\*год). Самая высокая аварийность в 2013 году наблюдалась на тепловых сетях котельной №26. Значения интенсивности отказов для тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности. На тепловых сетях котельной №15 в пос. Сусанино и котельной №7 аварий в 2013 году зафиксировано не было.

### **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 строительного-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 °С.

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

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем 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°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

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

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного-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 теплопотребления.

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» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», 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, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

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

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» на 2015 год представлены в таблице 1.32.

**Таблица 1.32.** Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» на 2015 год

Наименование системы теплоснабжения		Котельная №15 п.Сусанино	Котельная №26 п. Семрино	Котельная №39 п. Семрино	Котельная №41 п. Кобралово	Котельная №7 пос. Пижма
Годовые затраты и потери теплоносителя, м <sup>3</sup> (т)	с утечкой	137,37	655,72	172,69	2018,86	157,99
	технологические затраты	55,35	230,19	66,59	813,39	23,94
	всего	192,72	885,91	239,28	2832,25	181,93
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	367,96	1478,82	697,76	2003,8	280,32
	с утечкой	6,53	32,6	8,42	107,76	8,83
	с затратами теплоносителя	4,18	17,05	4,95	61,43	1,77
	всего	378,67	1528,47	711,13	2172,99	290,92

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

Тепловые потери в тепловых сетях источников централизованного теплоснабжения Сусанинского сельского поселения за последние три года представлены в таблице 1.33.

**Таблица 1.33.** Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование источника	Ед. изм.	2011	2012	2013
Котельная №15 пос. Сусанино	Гкал	199,00	206,71	203,83
Котельная №26 пос. Семрино	Гкал	916,55	854,45	850,95
Котельная №39 пос. Семрино	Гкал	396,87	397,28	426,60
Котельная №41 пос. Кобралово	Гкал	1430,70	1387,81	1340,95
Котельная №7 пос. Пижма	Гкал	н/д	н/д	247,72

### 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 Сусанинского сельского распространены двухтрубные и четырехтрубные системы теплоснабжения.

Система теплоснабжения котельных № 26 и №39 пос. Семрино - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам. Для обеспечения качественного теплоснабжения в контуре ГВС поддерживается циркуляция. Система теплоснабжения котельных №15 пос. Сусанино и №41 пос. Кобралово – двухтрубная, открытая, т.е. теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется из одного контура теплосети, при водоразборе на ГВС у потребителей сетевая вода безвозвратно теряется. Система теплоснабжения котельной №7 пос. Пижма – двухтрубная, водоразбор на ГВС отсутствует.

Схемы подключения теплопотребляющих установок к тепловым сетям котельных №26 и №39 представлены на рисунке 1.13, к тепловым сетям котельных №15 и №41 – на рисунке 1.14.

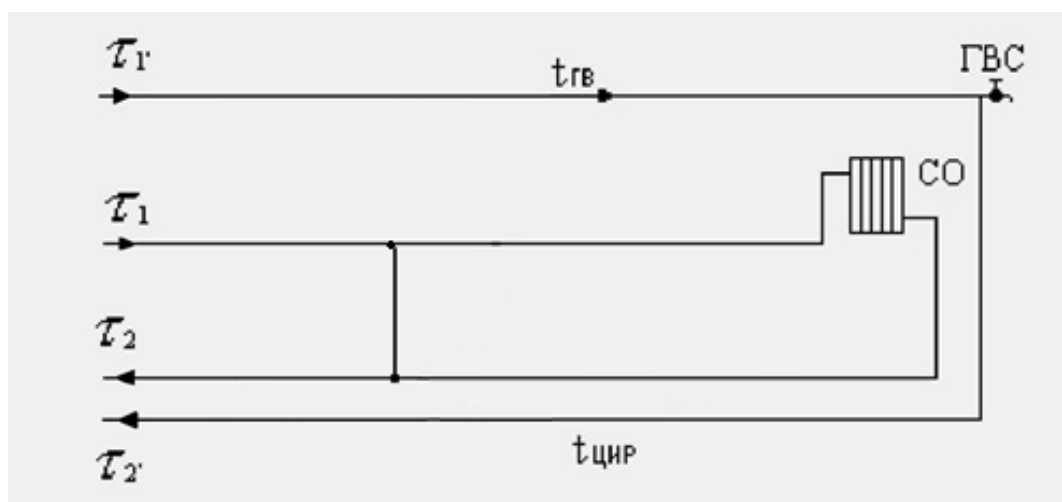
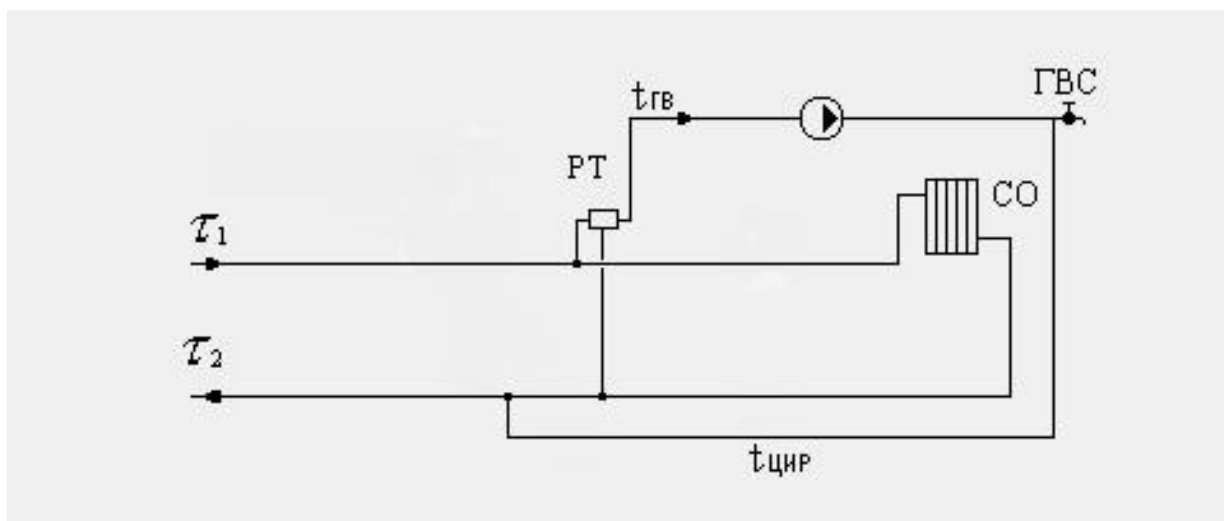


Рисунок 1.13. Схема подключения потребителей к четырехтрубным системам теплоснабжения



**Рисунок 1.14. Схема подключения потребителей к двухтрубным системам теплоснабжения (с открытым водоразбором на горячее водоснабжение)**

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

На настоящий момент на территории Сусанинского сельского поселения установлены узлы учета тепловой энергии потребителей бюджетных и прочих организаций, а также один потребитель жилищного фонда.

Сведения об оснащённости абонентов приборами учета потребляемой тепловой энергии предоставлены в таблице 1.34.

**Таблица 1.34.** Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, установленных у бюджетных и прочих потребителей

Система централизованного теплоснабжения	Количество потребителей		Процент оснащённости потребителей приборами учета тепловой энергии, %
	Всего	в т.ч. оборудованных узлами учета тепловой энергии	
СЦТ котельной №15 пос. Сусанино	8	1	13%
СЦТ котельной №26 пос. Семрино	15	2	13%
СЦТ котельной №39 пос. Семрино	39	1	3%
СЦТ котельной №41 пос. Кобралово	75	0	0%
СЦТ котельная №7 пос. Пижма	4	0	0%

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

Контроль за работой котельных №15 в пос. Сусанино, №26 и №39 в пос. Семрино, №41 в пос. Кобралово и №7 в пос. Пижма осуществляется непосредственно в котельных, передача данных в центральные диспетчерские пункты теплоснабжающих организаций осуществляется при помощи телефонной связи.

### **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**

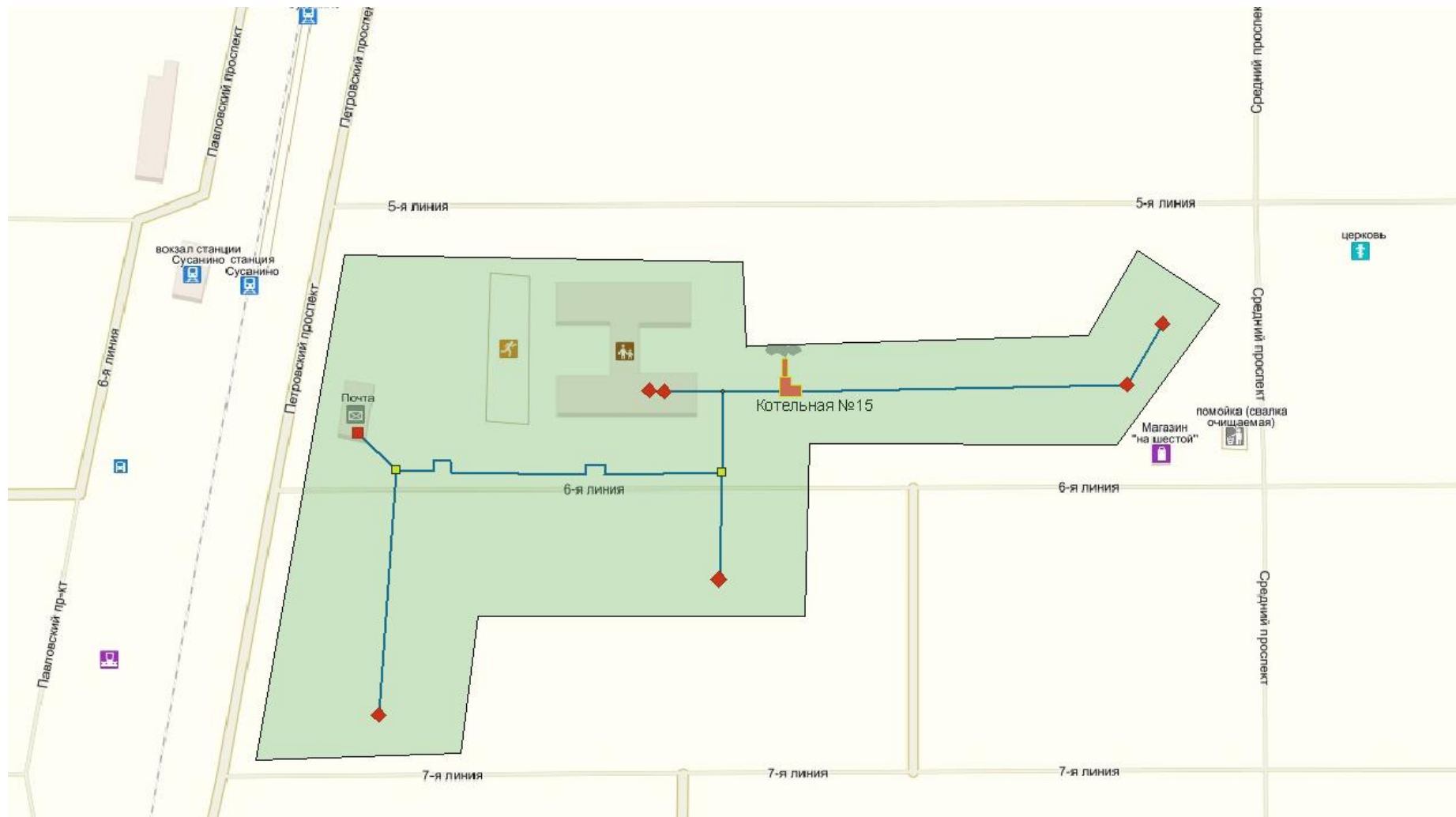
Согласно исходным данным, в настоящее время бесхозные тепловые сети в Сусанинском сельском поселении отсутствуют.

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 бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

#### **1.4. Зоны действия источников тепловой энергии**

Зоны действия источников представлены на рисунках 1.15-1.19.



**Рисунок 1.15. Зона действия котельной №15 пос. Сусанино**



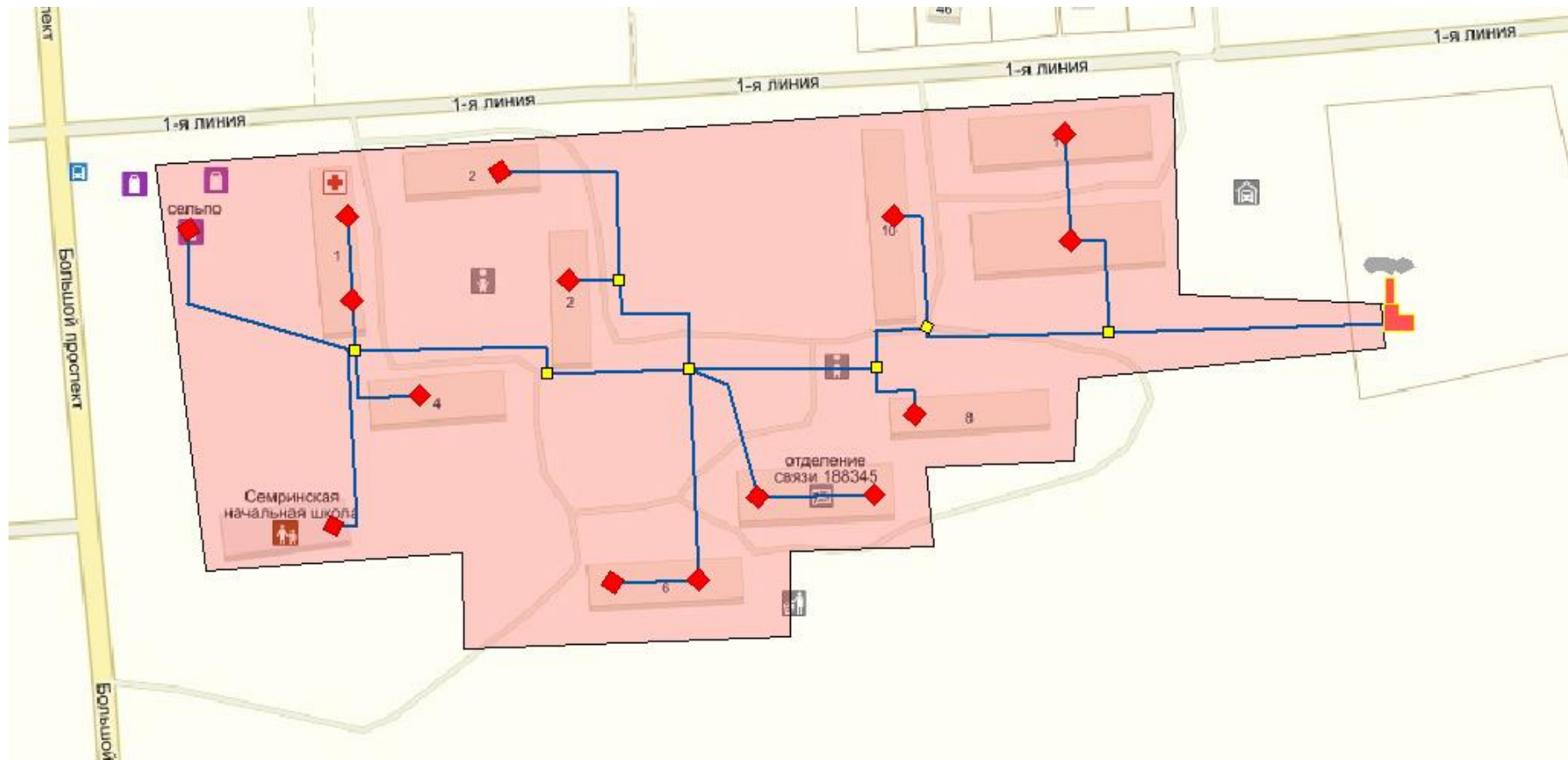
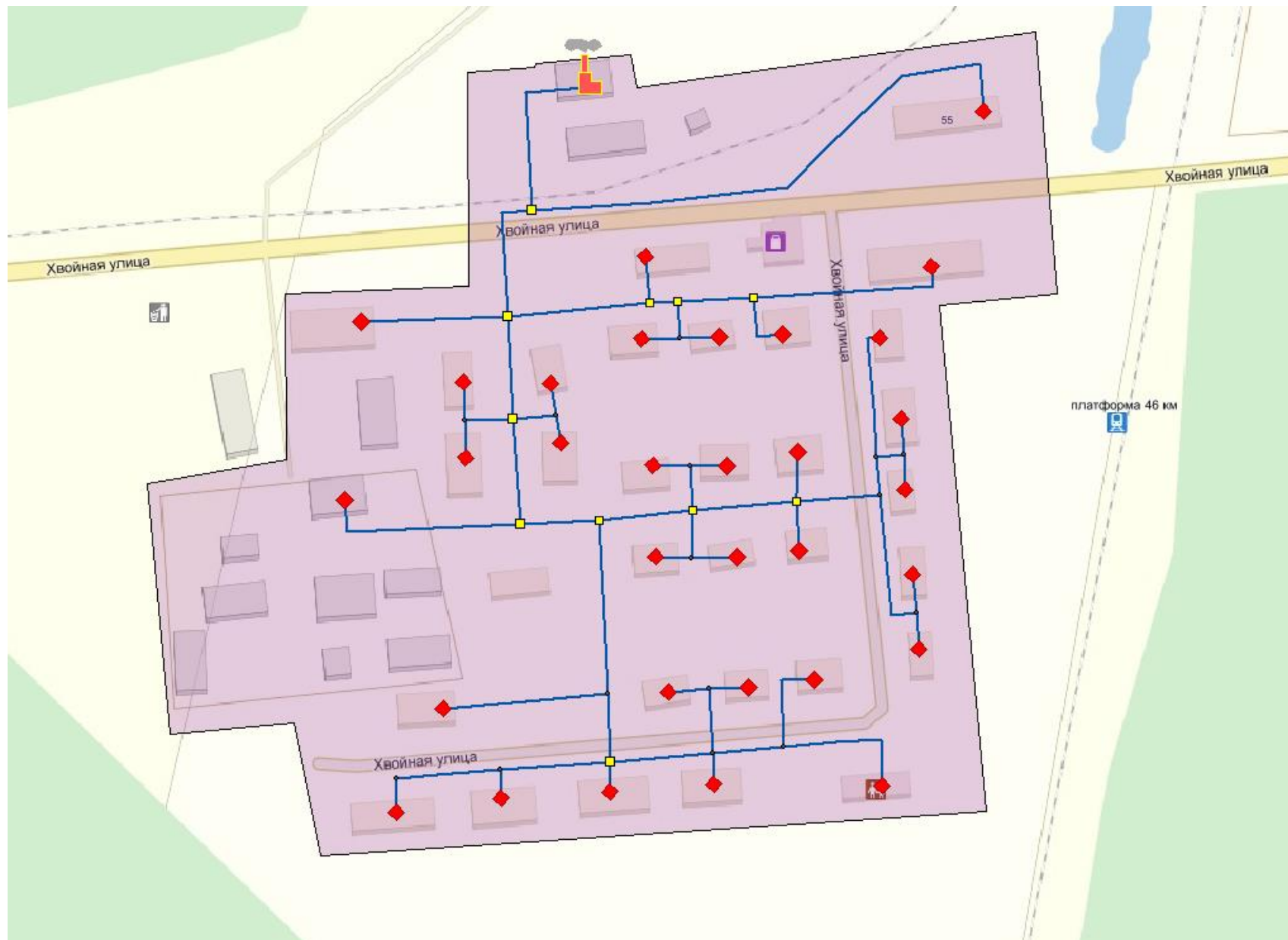
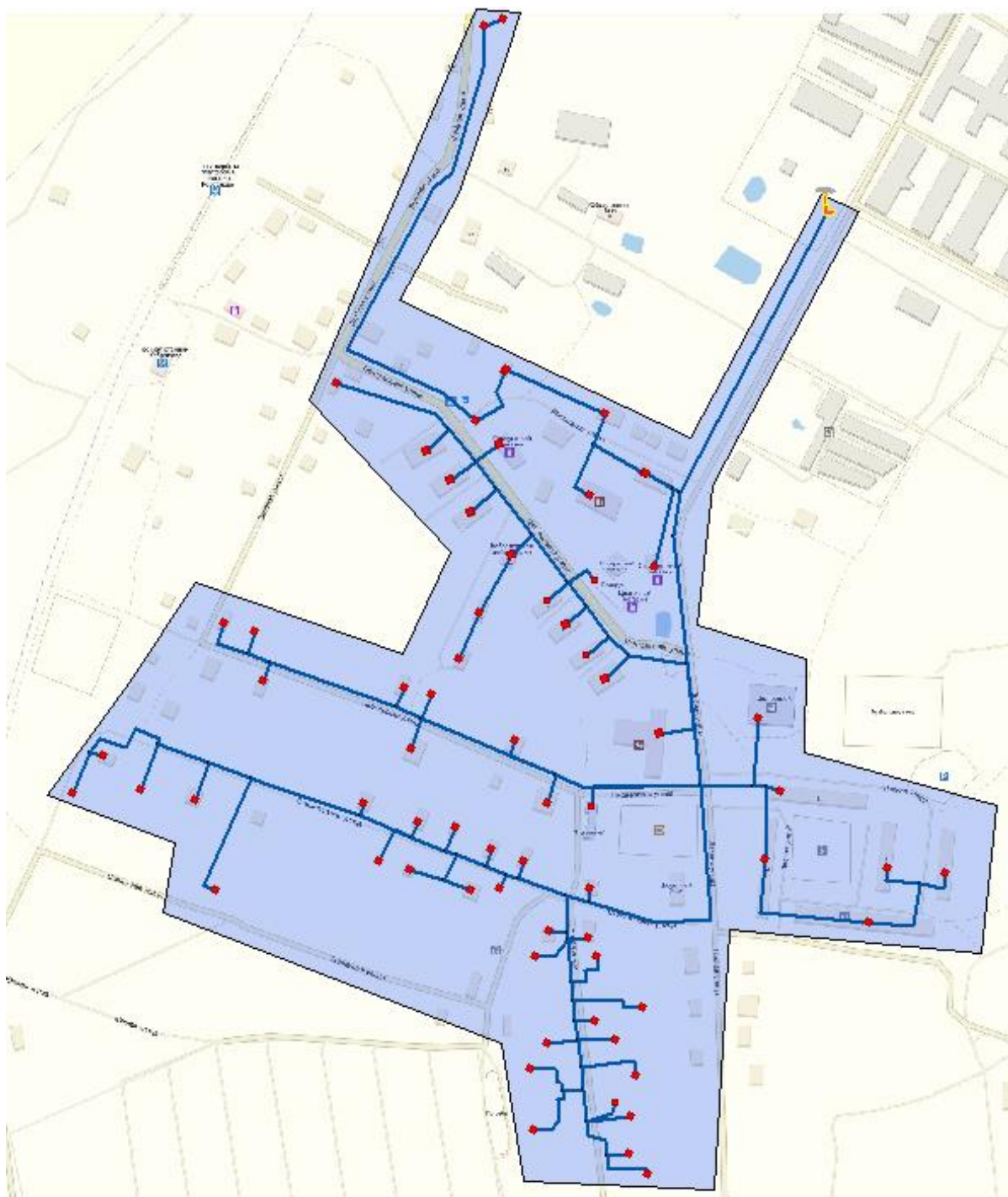


Рисунок 1.16. Зона действия котельной №26 пос. Семрино



**Рисунок 1.17. Зона действия котельной №39 пос. Семрино**



**Рисунок 1.18. Зона действия котельной №41 пос. Кобралово**



**Рисунок 1.19. Зона действия котельной №7 пос. Пижма (военный городок)**

## **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 9 населенных пунктов (3 поселка, 1 поселок при станции и 5 деревень), входящие в состав Сусанинского сельского поселения.

Кроме того, к Сусанинскому сельскому поселению относится военная часть в/г 60255, расположенная в пос. Пижма.

На территории Сусанинского сельского поселения существует пять систем централизованного теплоснабжения, расположенных в пос. Сусанино, пос. Семрино, в пос. Кобралово и в пос. Пижма.

На территории пос. Сусанино централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №15.

В пос. Семрино существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения:

-система централизованного теплоснабжения котельной №26,

-система централизованного теплоснабжения котельной №39.

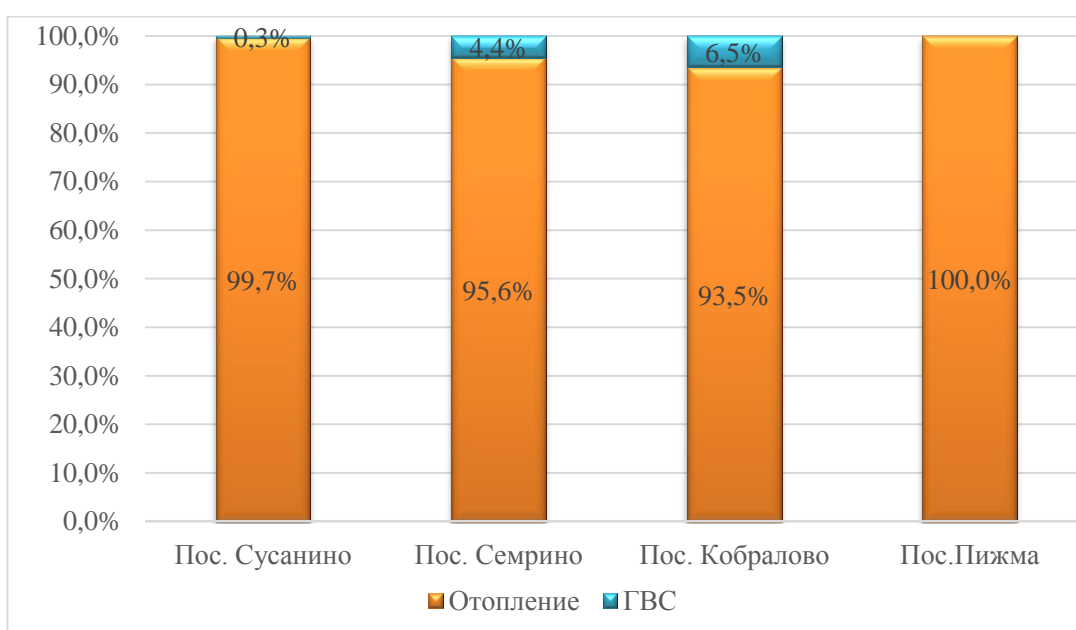
На территории пос. Кобралово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №41.

На территории пос. Пижма централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №7.

Тепловые нагрузки абонентов котельных представлены в приложении В.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Сусанинского 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.1.35.

Характер тепловой нагрузки Сусанинского сельского поселения в пос. Сусанино, пос. Семрино, пос. Кобралово и пос. Пижма представлен на рисунке 1.20. Как видно из диаграммы, основную часть тепловой нагрузки (более 90%) во всех населенных пунктах составляет нагрузка на отопление.



**Рисунок 1.20. Характер тепловой нагрузки Сусанинского сельского поселения**

**Таблица 1.35.** Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Ед.изм.	Наименование планировочного района, источника							<i><b>Итого Сусанинск ое СП</b></i>
		Пос.Сусанино		Пос.Семрино			Пос.Кобр алово	Пос. Пижма	
		Котельн ая №15	<i>Итого Пос.Сусани но</i>	Котельн ая №26	Котельн ая №39	<i>Итого по пос.Семрино</i>	Котельна я №41	Котельн ая №7	
<b>Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>									
Муниципальный жилищный фонд	Гкал/час	0,149	<i>0,149</i>	2,079	0,989	<i>3,068</i>	2,867	0,200	<b>6,283</b>
отопление	Гкал/час	0,149	<i>0,149</i>	1,932	0,984	<i>2,915</i>	2,660	0,200	<b>5,924</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,000	<i>0,000</i>	0,147	0,005	<i>0,152</i>	0,206	0,000	<b>0,359</b>
Бюджетные организации	Гкал/час	0,366	<i>0,366</i>	0,053	0,032	<i>0,085</i>	0,268	0,350	<b>0,703</b>
отопление	Гкал/час	0,364	<i>0,364</i>	0,052	0,032	<i>0,084</i>	0,250	0,350	<b>0,684</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,001	0,000	<i>0,001</i>	0,019	0,000	<b>0,019</b>
Прочие абоненты	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,011	0,329	<i>0,340</i>	0,352		<b>0,694</b>
отопление	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,011	0,329	<i>0,340</i>	0,352		<b>0,694</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,000	<i>0,000</i>	0,000	0,000	<i>0,000</i>	0,000		<b>0,000</b>
<b>Суммарная присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>	<b>Гкал/час</b>	<b>0,517</b>	<b><i>0,517</i></b>	<b>2,143</b>	<b>1,350</b>	<b><i>3,493</i></b>	<b>3,487</b>	<b>0,550</b>	<b>8,047</b>
отопление	Гкал/час	0,515	<i>0,515</i>	1,995	1,345	<i>3,339</i>	3,262	0,550	<b>7,667</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,148	0,005	<i>0,153</i>	0,225	0,000	<b>0,380</b>



### **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 Сусанинского 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 котельной №26 пос. Семрино – круглогодичный. Котельные №15 в пос. Сусанино, №39 в пос. Семрино, №41 в пос. Кобралово и №7 в пос. Пижма 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 1.36.

**Таблица 1.36.** Значения потребления тепловой энергии

<b>Годовое потребление в СЦТ</b>	<b>Ед. измерения</b>	<b>Отопительный период</b>	<b>Год</b>
Кот. №15 пос. Сусанино	Гкал	1019,1	1019,1
отопление, вентиляция	Гкал	1014,86	1014,86
ГВС	Гкал	4,24	4,24
Кот. №26 пос. Семрино	Гкал	4977,7	5318,4
отопление, вентиляция	Гкал	4209,02	4209,02
ГВС	Гкал	768,68	1109,38
Кот. №39 пос. Семрино	Гкал	2370	2370
отопление, вентиляция	Гкал	2341,92	2341,92
ГВС	Гкал	28,08	28,08
Кот. № 41 пос. Кобралово	Гкал	8380,9	8380,9
отопление, вентиляция	Гкал	7180,5	7180,5
ГВС	Гкал	1200,4	1200,4
Кот. № 7 пос. Пижма	Гкал	1376,2	1376,2
отопление, вентиляция	Гкал	1376,2	1376,2
ГВС	Гкал	0	0
<b>Итого по Сусанинскому СП</b>	<b>Гкал</b>	<b>18123,94</b>	<b>18464,64</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 1.37.

**Таблица 1.37.** Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории Ленинградской области

N 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 1.38.

**Таблица 1.38.** 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 Сусанинского 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. Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Сусанинского сельского поселения, представлены в таблице 1.39.

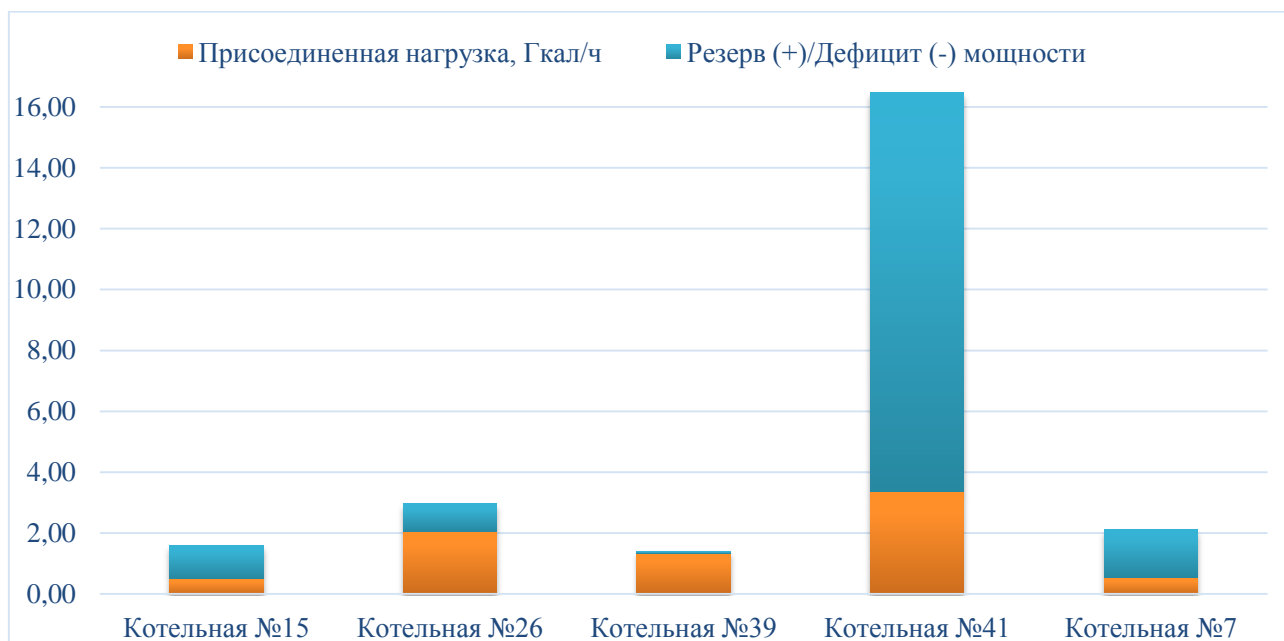
**Таблица 1.39.** Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии Сусанинского сельского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	Пос.Сусанино	Пос. Семрино		Пос. Кобралово	Пос.Пижма
		Котельная №15	Котельная №26	Котельная №39	Котельная №41	Котельная №7
Установленная мощность	Гкал/час	1,7200	3,4400	1,7200	17,1000	2,2400
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,7200	3,4400	1,7200	17,1000	2,2400
Собственные нужды	%	5,10	5,40	4,30	2,30	2,20
	Гкал/час	0,0316	0,1288	0,0683	0,0895	0,0143
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,688	3,311	1,652	17,010	2,226
Потери в тепловых сетях	%	20,00	16,00	18,00	16,00	18,00
	Гкал/час	0,103	0,329	0,242	0,537	0,099
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,516	2,056	1,347	3,356	0,550
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,069	0,926	0,062	13,118	1,577
	%	63,3%	28,0%	3,8%	77,1%	70,8%

### 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 1.39 в п. 1.6.1, все источники тепловой энергии на территории Сусанинского сельского поселения имеют резерв тепловой мощности от 3,8% до 77,1%. Графически данная информация представлена на рисунке 1.21.



**Рисунок 1.21. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников централизованного теплоснабжения на территории Сусанинского 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 1.40.

**Таблица 1.40.** Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Ед.изм.	Котельная №15 п.Сусанино	Котельная №26 п. Семрино	Котельная №39 п.Семрино	Котельная №41 п.Кобралово	Котельная №7 п.Пижма
Объем системы теплоснабжения	м3	10,41	45,62	13,08	152,94	11,94
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0,013	1,122	0,037	1,704	0,000
Нормативная утечка	м3/ч	0,026	0,114	0,033	0,382	0,030
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	10	20	12,5	20	15
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	10,039	21,236	12,570	22,087	15,030
Аварийная подпитка	м3/ч	0,208	0,912	0,262	3,059	0,239

## 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 Сусанинского сельского поселения функционируют 5 источников тепловой энергии: котельная №15 пос. Сусанино, котельная №26 и №39 пос. Семрино, котельная №41 пос. Кобралово, котельная №7 пос. Пижма (военный городок №60255).

В качестве основного топлива на котельной №15 пос. Сусанино используется топочный мазут М-100. Калорийность мазута составляет 9523 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.41

**Таблица 1.41.** Топливо-энергетические балансы котельной №15 пос. Сусанино

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	1254,3	1302,9	1284,7
Затрачено натурального топлива,	тыс.т	233,9	250,7	233,9

В качестве основного топлива на котельной №26 пос. Семрино используется топочный мазут М-100. Калорийность мазута составляет 9523 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.42

**Таблица 1.42.** Топливо-энергетические балансы котельной №26 пос. Семрино

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	7003,2	6528,7	6501,9
Затрачено натурального топлива,	тыс.т	967,9	961	923,3

В качестве основного топлива на котельной №39 пос. Семрино используется топочный мазут М-100. Калорийность мазута составляет 9523 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.43.

**Таблица 1.43.** Топливо-энергетические балансы котельной №39 пос. Сусанино

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	2713,8	2716,6	2917,1
Затрачено натурального топлива,	тыс.т	495,9	661,1	631,2

В качестве основного топлива на котельной №41 пос. Кобралово используется природный газ калорийностью 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.44.

**Таблица 1.44.** Топливо-энергетические балансы котельной №41 пос. Кобралово

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	10613,2	10295	9947,4
Затрачено натурального топлива,	тыс.т	2042	2058,2	1921,8

В качестве основного топлива на котельной №7 пос. Пижма используется уголь калорийностью 5325 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.45.

**Таблица 1.45.** Топливо-энергетические балансы котельная №7 в пос. Пижма

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	1659,69
Затрачено натурального топлива,	тыс.т	н/д	н/д	779,20

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

На всех котельных Сусанинского сельского поселения отсутствует резервное и аварийное топливо.

В котельной №41 пос. Кобралово существует мазутное хозяйство, в данный момент не эксплуатируется. Установленные на котельной котлы оснащены горелочными устройствами для сжигания как газообразного, так и жидкого топлива. Таким образом, на котельной №41 технологически возможно применение мазута в качестве резервного топлива.

## **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, характеризующий 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;

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

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

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

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

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_т$ ) 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 ( $K_c$ ), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

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

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

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

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

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

где

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

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

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

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

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

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

свыше 1,2 -  $K_{отк.мс} = 0,5$ .

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

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

где

$Q_{откл}$  – недоотпуск тепла;

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

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

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

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:

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

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

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 1.46.

Общий показатель надёжности для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и котельной ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» (котельная №7 пос. Пижма) лежит в интервале от 0,5 до 0,74. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к малонадежным.



**Таблица 1.46.** Показатели надёжности системы теплоснабжения

Наименование показателя	Обозначение	Котельная №15 пос. Сусанино	Котельная №26 пос.Семрино	Котельная №39 пос.Семрино	Котельная №41 пос. Кобралово	Котельная №7 пос.Пижма
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1	1	0,6	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6	0,6	0,6	1	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	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	1	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0	0	0	0	0
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1	0,5	0,5	0,5	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1	1	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,7286	0,6571	0,6000	0,6571	0,6714

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

В границах Сусанинского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» - для потребителей котельных №15 пос. Сусанино, №26 и №39 пос. Семрино и №41 пос. Кобралово, а также открытое акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление» - для потребителей котельной №7 пос. Пижма.

Техничко-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013 год представлены в таблице 1.47.

**Таблица 1.47.** Техничко-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013г.

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>
з/плата всего по предприятию		45 601,86
начисления на з/плату по предприятию		13 483,78

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
		Факт 2013г.
<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 ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», филиал «Санкт-Петербургский» за 2013 год представлены в таблице 1.48.

**Таблица 1.48.** Технико-экономические показатели ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» филиал «Санкт-Петербургский» за 2013 год

Наименование показателя	Ед. изм	Значение показателя
Выручка от регулируемого вида деятельности с разбивкой по видам деятельности	тыс. руб.	1 153 566,25
Производство тепловой энергии	тыс. руб.	514 330,55
Передача тепловой энергии	тыс. руб.	639 235,70
Производство теплоносителя	тыс. руб.	-
Передача теплоносителя	тыс. руб.	-
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс.рублей)	тыс. руб.	1 348 676,00
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	577 029,78
Расходы на топливо, всего, в том числе:	тыс. руб.	297 066,32
газ природный по регулируемой цене	тыс. руб.	171 165,55
Стоимость за единицу объема	руб/тыс.м <sup>3</sup>	4 626,04
Объем	тыс.м <sup>3</sup>	37 000,46
Способ приобретения		прямые договора без торгов
Стоимость доставки	тыс. руб.	-
мазут	тыс. руб.	85 368,43
Стоимость за единицу объема	руб/тыс.т	16 295,94
Объем	тыс.т	5,24
Способ приобретения		торги/аукционы
Стоимость доставки	тыс. руб.	-
уголь каменный	тыс. руб.	40 075,78

Наименование показателя	Ед. изм	Значение показателя
Стоимость за единицу объема	руб/тыс.т	4 448,73
Объем	тыс.т	9,01
Способ приобретения		торги/ аукционы
Стоимость доставки	тыс. руб.	-
электроэнергия (НН)	тыс. руб.	456,56
Стоимость за единицу объема	руб/тыс. кВт·ч	3,19
Объем	тыс.кВт·ч	143,16
Способ приобретения		прямые договора без торгов
Стоимость доставки	тыс. руб.	-
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	23 941,12
Средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч		3,29
Объем приобретения электрической энергии		7 275,31
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	39 527,26
Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1 396,90
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	254 829,20
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	68 780,24
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	375,20
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-
Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	1 172,23
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	27 990,70
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе по организациям, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов:	тыс. руб.	22 395,58
Прочие расходы, относимые на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	34 171,47
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-195 109,74
Размер чистой прибыли, полученный от регулируемого вида деятельности, израсходованный на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов , в том числе:	тыс. руб.	-
За счет ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) основных фондов	тыс. руб.	-

Наименование показателя	Ед. изм	Значение показателя
За счет стоимости переоценки	тыс. руб.	-
Валовая прибыль от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-195 109,74
Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемыми организациями, выручка от регулируемой деятельности которых превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год)		<a href="http://web.spbeias.ru:80/Archive.aspx?download=62fe0e208ae94d1c825b7c76c7b84fea">http://web.spbeias.ru:80/Archive.aspx?download=62fe0e208ae94d1c825b7c76c7b84fea</a>
Установленная тепловая мощность объектов основных фондов (с разделением по источникам тепловой энергии)	Гкал/ч	-
Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	451,52
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал	343,29
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал	469,19
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.Гкал	790,19
Объем, определенный по приборам учета	тыс.Гкал	54,49
Объем, определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс.Гкал	735,70
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом	тыс.Гкал	105,56
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс.Гкал	21,63
Среднесписочная численность основного производственного персонала	(человек)	820,0
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	82,0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть с разбивкой по источникам тепловой энергии	кг у.т./Гкал	164,36
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.кВт·ч/ Гкал	27,01
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	2,25

## **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 Сусанинского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» и открытое акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление».

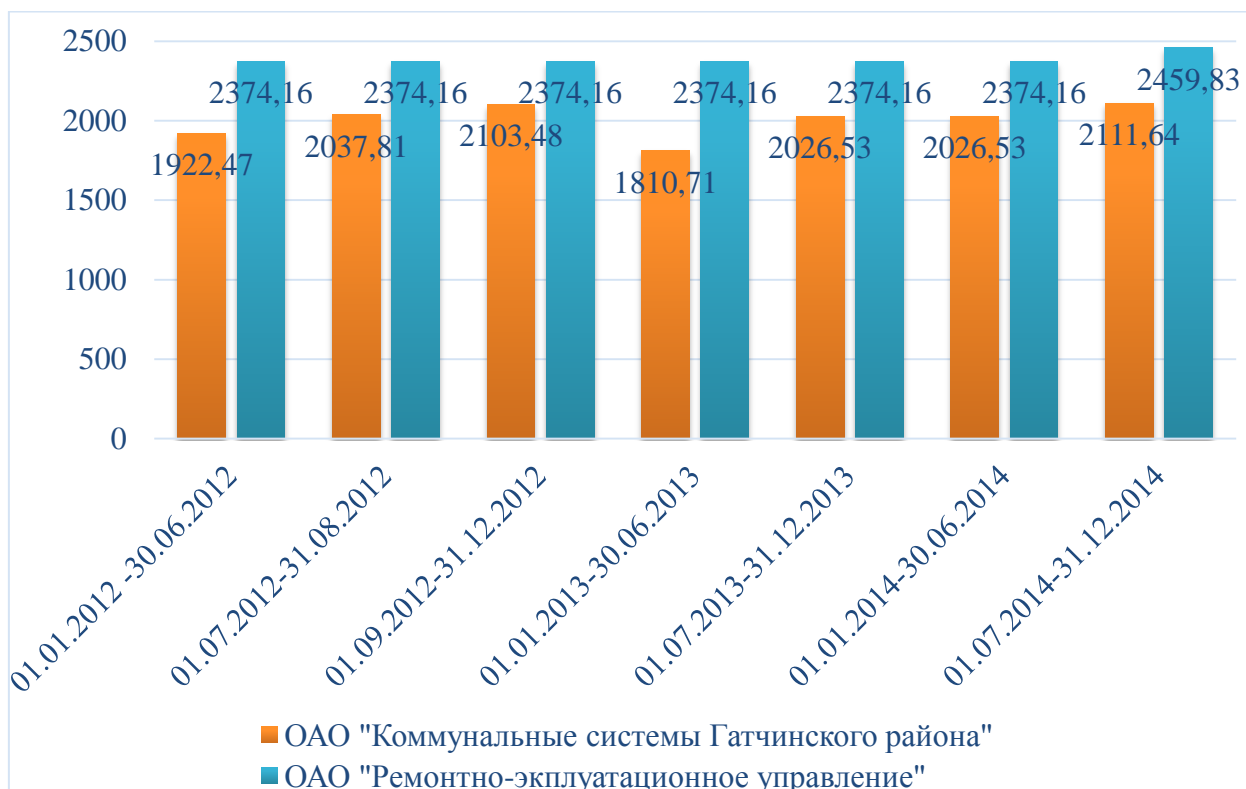
Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» населению, представлены в таблице 1.42.

**Таблица 1.49.** Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал		Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
	(с НДС)		
	ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»	ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»	
01.01.2012 - 30.06.2012	1922,47	2374,16	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №158-п от 25.11.2011г., приказ № 223-п от 27.12.2011 г.
01.07.2012- 31.08.2012	2037,81	2374,16	
01.09.2012- 31.12.2012	2103,48	2374,16	
01.01.2013- 30.06.2013	1810,71	2374,16	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №141-п от 12.11.2012г., приказ № 215-п от 28.12.2012 г.
01.07.2013- 31.12.2013	2026,53	2374,16	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказы: №141-п от 12.11.2012г.; №70-п от 25.03.2013г., приказ № 215-п от 28.12.2012 г.
01.01.2014- 30.06.2014	2026,53	2374,16	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	2459,83	

Рост тарифа на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» для населения, за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 9,84%. Рост тарифа на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» для населения, за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 3,64%.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» населению, графически представлена на рисунке 1.22.



**Рисунок 1.22. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» 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 1.50.

**Таблица 1.50.** Структура тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1	<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 откр.	Гкал	83 521,40
1.7.6.3	в т.ч. ГВС закр.	Гкал	-
2	<b>Расходы на производство тепловой энергии</b>		
2.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	8 437,55

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
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
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	<b>Удельная себестоимость производства теплоэнергии</b>	руб/Гкал	<b>1 999,43</b>
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	<b>Удельная себестоимость производства товарной теплоэнергии</b>	руб./Гкал	<b>2 137,38</b>
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	<b>Удельная себестоимость распределения теплоэнергии</b>	руб/Гкал	<b>540,15</b>
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	<b>Удельная себестоимость распределения товарной тепловой энергии</b>	руб/Гкал	<b>560,76</b>
6	<b>ИТОГО затрат на товарную теплоэнергию</b>	тыс. руб.	<b>1 021 584,96</b>
6.1	<b>Удельная себестоимость товарной теплоэнергии</b>	руб/Гкал	<b>2 698,14</b>
7	<b>Тариф</b>	руб./Гкал	<b>2 738,62</b>
7.1	Средняя рентабельность	%	1,50

Структура тарифа ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» на 2014 год представлена в таблице 1.51.

**Таблица 1.51.** Структура тарифа ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
<b>1</b>	<b>Основные натуральные показатели</b>		
1.1	Выработка теплоэнергии	Гкал	477 365,99
1.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной:		
1.2.1	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, объём	Гкал	15 072,95
1.2.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	3,16
1.2.3	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, стоимость	тыс.руб.	
1.3	Отпуск с коллекторов	Гкал	462 293,04
1.4	Покупка теплоэнергии	Гкал	
1.5	Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	462 293,04
1.6	Потери теплоэнергии в сетях		
1.6.1	Потери теплоэнергии в сетях, объём	Гкал	37 000,00
1.6.2	Потери теплоэнергии в сетях, %	%	8,00
1.7	Отпущено теплоэнергии всем потребителям	Гкал	425 293,04
1.7.1	в том числе доля товарной теплоэнергии	%	100,00
1.7.2	объём покупной горячей воды (ГВС)	куб.м	
1.7.3	исполнителям, предоставляющие коммунальные услуги гражданам	Гкал	120 350,36
1.7.3.1	в т.ч. ГВС	Гкал	27 803,55
1.7.3.2	в т.ч. отопление	Гкал	92 546,81
1.7.4	бюджетным	Гкал	303 507,17
1.7.4.1	в т.ч. ГВС	Гкал	76 048,75
1.7.4.2	в т.ч. отопление	Гкал	227 458,42
1.7.5	иным потребителям	Гкал	1 435,51
1.7.5.1	в т.ч. ГВС	Гкал	111,73
1.7.5.2	в т.ч. отопление	Гкал	1 323,78
	организациям-перепродавцам		
<b>1.7.6</b>	<b>Всего товарной тепловой энергии</b>	<b>Гкал</b>	<b>425 293,04</b>
1.8	Расход топлива	т.у.т.	85 983,28
1.8.1	уд.расход	кг/т/Гкал	180,12
1.8.2	Уголь	тн	78 264,79
1.8.3	Мазут	тн	3 226,18
1.8.4	Электроэнергия	тыс.кВт.ч	33,18
1.8.5	Дизельное топливо	тн	90,95
1.8.6	Природный газ	тыс. куб.м.	24 187,56
1.9	Расход воды	тыс.м3	1 122,93
1.10	Расход электроэнергии на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч	12 888,88
1.11	Расход электроэнергии на транспортировку тепловой энергии	тыс.кВт.ч	
<b>2</b>	<b>Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии:</b>		
2.1	Материалы (+химводоподготовка)	тыс.руб.	17 143,41

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
2.2	Топливо	тыс.руб.	353 719,97
2.3	Электроэнергия	тыс.руб.	40 636,63
2.4	Вода и стоки	тыс.руб.	32 754,84
2.5	Амортизация оборудования	тыс.руб.	33,70
2.6	Аренда оборудования	тыс.руб.	
2.7	Зарплата производственных рабочих	тыс.руб.	169 181,68
2.8	Страховые взносы (ЕСН)	тыс.руб.	57 521,77
2.9	Прочие прямые расходы (в т.ч. Услуги сторонних)	тыс.руб.	64 988,32
2.10	Ремонтные работы	тыс.руб.	7 500,00
2.11	Цеховые расходы	тыс.руб.	57 817,77
2.12	Покупная теплоэнергия итого по всем поставщикам	тыс.руб.	
2.12.1	в т.ч. покупная теплоэнергия на отопление	тыс.руб.	
2.12.2	ГВС	тыс.руб.	
2.13	Общехозяйственные расходы, относимые на производство товарной теплоэнергии	тыс.руб.	37 594,45
<b>3</b>	<b>ИТОГО затраты на товарную теплоэнергию</b>	<i>тыс.руб.</i>	<b>838 892,54</b>
<b>4</b>	<i>Удельная себестоимость товарной теплоэнергии</i>	<i>руб./Гкал</i>	1 972,50
<b>5</b>	<b>Всего доходов-Затраты + прибыль</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>855 689,88</b>
5.1	Производственная прибыль	тыс.руб.	16 797,34
<b>6</b>	Средняя рентабельность	%	2,00
<b>7</b>	<b>Тариф</b>	руб./Гкал	<b>2 012,00</b>

### **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 Сусанинского 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.

Кроме того, существующие котельные №15 пос. Сусанино, №39 пос. Семрино характеризуются значительным износом основного оборудования, срок эксплуатации оборудования этих котельных составляет 32 года и 49 лет соответственно.

Угольная котельная №7 в военной городке №60255 пос. Пижма, находящаяся на балансе ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», эксплуатируется с 1960 года, котельное оборудование имеет высокий износ, срок эксплуатации оборудования составляет 54 года.

Котельная №41 в пос. Кобралово эксплуатируется с 1987 года, что превышает нормативный срок эксплуатации основного оборудования.

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

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

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

На территории Сусанинского сельского поселения существует пять систем централизованного теплоснабжения, расположенных в пос. Сусанино, пос. Семрино, в пос. Кобралово и в пос. Пижма.

На территории пос. Сусанино централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №15.

В пос. Семрино существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения:

-система централизованного теплоснабжения котельной №26,

-система централизованного теплоснабжения котельной №39.

На территории пос. Кобралово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №41.

На территории пос. Пижма централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №7.

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							<i><b>Итого Сусанинск ое СП</b></i>
		Пос.Сусанино		Пос.Семрино			Пос. Кобралово	Пос. Пижма	
		Котельная №15	<i>Итого Пос.Сусанино</i>	Котельная №26	Котельная №39	<i>Итого по пос.Семрино</i>	Котельная №41	Котельная №7	
<b>Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>									
Муниципальный жилищный фонд	Гкал/час	0,149	<i>0,149</i>	2,079	0,989	<i>3,068</i>	2,867	0,200	<b>6,283</b>
отопление	Гкал/час	0,149	<i>0,149</i>	1,932	0,984	<i>2,915</i>	2,660	0,200	<b>5,924</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,000	<i>0,000</i>	0,147	0,005	<i>0,152</i>	0,206	0,000	<b>0,359</b>
Бюджетные организации	Гкал/час	0,366	<i>0,366</i>	0,053	0,032	<i>0,085</i>	0,268	0,350	<b>0,703</b>
отопление	Гкал/час	0,364	<i>0,364</i>	0,052	0,032	<i>0,084</i>	0,250	0,350	<b>0,684</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,001	0,000	<i>0,001</i>	0,019	0,000	<b>0,019</b>
Прочие абоненты	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,011	0,329	<i>0,340</i>	0,352	0,000	<b>0,694</b>
отопление	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,011	0,329	<i>0,340</i>	0,352	0,000	<b>0,694</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,000	<i>0,000</i>	0,000	0,000	<i>0,000</i>	0,000	0,000	<b>0,000</b>
<b>Суммарная присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:</b>	<b>Гкал/час</b>	<b>0,517</b>	<b><i>0,517</i></b>	<b>2,143</b>	<b>1,350</b>	<b><i>3,493</i></b>	<b>3,487</b>	<b>0,550</b>	<b>8,047</b>
отопление	Гкал/час	0,515	<i>0,515</i>	1,995	1,345	<i>3,339</i>	3,262	0,550	<b>7,667</b>
ГВС (макс.)	Гкал/час	0,002	<i>0,002</i>	0,148	0,005	<i>0,153</i>	0,225	0,000	<b>0,380</b>

**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 Сусанинского сельского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Сусанинского сельского поселения.

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

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

Как видно из таблицы, на конец расчетного срока на 2030 г. на территории Сусанинского сельского поселения планируется прирост площади строительных фондов в размере 13,465 тыс. м<sup>2</sup>.



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

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	<b>1,300</b>	<b>6,725</b>	<b>2,600</b>	<b>2,840</b>	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	1,300	1,300	2,600	2,600	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	5,425	0,000	0,240	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	<b>5,425</b>	-	<b>0,240</b>	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	5,425	-	0,240	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	<b>1,300</b>	<b>1,300</b>	<b>2,600</b>	<b>2,600</b>	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	1,300	1,300	2,600	2,600	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №7 пос. Пижда</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 2.3.** Изменение площадей строительных фондов на территории Сусанинского 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>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	<b>1,300</b>	<b>8,025</b>	<b>10,625</b>	<b>13,465</b>	<b>13,465</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	1,300	2,600	5,200	7,800	7,800
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	5,425	5,425	5,665	5,665
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	<b>5,425</b>	<b>5,425</b>	<b>5,665</b>	<b>5,665</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	5,43	5,43	5,67	5,67
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	<b>1,300</b>	<b>2,600</b>	<b>5,200</b>	<b>7,800</b>	<b>7,800</b>
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	1,300	2,600	5,200	7,800	7,800
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная №7 пос. Пижма</b>	<b>тыс. м<sup>2</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-

### **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 теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Перспективные тепловые нагрузки рассчитаны на основании прироста площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Сусанинского 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 Сусанинского 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 систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,087</b>	<b>0,466</b>	<b>0,173</b>	<b>0,185</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,087</b>	<b>0,087</b>	<b>0,173</b>	<b>0,173</b>	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,379</b>	0,000	<b>0,011</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,379</b>	<b>0,000</b>	<b>0,011</b>	<b>0,000</b>
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	<b>0,379</b>	0,000	<b>0,011</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0000	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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,087</b>	<b>0,087</b>	<b>0,173</b>	<b>0,173</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,087</b>	<b>0,087</b>	<b>0,173</b>	<b>0,173</b>	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 №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,011</b>	<b>0,039</b>	<b>0,022</b>	<b>0,028</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,011</b>	<b>0,011</b>	<b>0,022</b>	<b>0,022</b>	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,028</b>	0,000	<b>0,007</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,028</b>	<b>0,000</b>	<b>0,007</b>	<b>0,000</b>
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	<b>0,028</b>	0,000	<b>0,007</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,011</b>	<b>0,011</b>	<b>0,022</b>	<b>0,022</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,011</b>	<b>0,011</b>	<b>0,022</b>	<b>0,022</b>	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 №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,098</b>	<b>0,504</b>	<b>0,195</b>	<b>0,213</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,098</b>	<b>0,098</b>	<b>0,195</b>	<b>0,195</b>	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,407</b>	0,000	<b>0,018</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,407</b>	<b>0,000</b>	<b>0,018</b>	<b>0,000</b>
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	<b>0,407</b>	0,000	<b>0,018</b>	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,098</b>	<b>0,098</b>	<b>0,195</b>	<b>0,195</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	<b>0,098</b>	<b>0,098</b>	<b>0,195</b>	<b>0,195</b>	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
Промышленные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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
<b>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>205,920</b>	<b>1106,365</b>	<b>411,840</b>	<b>438,570</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,000	0,000	0,000	205,920	205,920	411,840	411,840	0,000
Общественные	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	900,445	0,000	26,730	0,000
Прочие	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>900,445</b>	<b>0,000</b>	<b>26,730</b>	<b>0,000</b>
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	900,44	0,00	26,730	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Промышленные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>205,920</b>	<b>205,920</b>	<b>411,840</b>	<b>411,840</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	205,92	205,92	411,84	411,84	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 №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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
<b>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>33,122</b>	<b>94,502</b>	<b>66,245</b>	<b>81,095</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,000	0,000	0,000	33,122	33,122	66,245	66,245	0,000
Общественные	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	61,380	0,000	14,850	0,000
Прочие	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>61,380</b>	<b>0,000</b>	<b>14,850</b>	<b>0,000</b>
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	61,38	0,00	14,85	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>33,122</b>	<b>33,122</b>	<b>66,245</b>	<b>66,245</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	33,12	33,12	66,24	66,24	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 №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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
<b>Сусанинское сельское поселение</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>239,042</b>	<b>1200,867</b>	<b>478,085</b>	<b>519,665</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,000	0,000	0,000	239,042	239,042	478,085	478,085	0,000
Общественные	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	961,825	0,000	41,580	0,000
Прочие	Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>961,825</b>	<b>0,000</b>	<b>41,580</b>	<b>0,000</b>
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	961,82	0,00	41,58	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>239,042</b>	<b>239,042</b>	<b>478,085</b>	<b>478,085</b>	<b>0,000</b>
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	239,04	239,04	478,08	478,08	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 №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
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 Сусанинскому сельскому поселению прирост тепловой нагрузки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, составит 1,010 Гкал/ч, а объем потребления тепловой энергии увеличится на 2437,66 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 №15 пос. Сусанино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>	<b>0,517</b>
Отопление	Гкал/ч	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515	0,515
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>2,143</b>	<b>2,143</b>	<b>2,143</b>	<b>2,143</b>	<b>2,550</b>	<b>2,550</b>	<b>2,568</b>	<b>2,568</b>
Отопление	Гкал/ч	1,995	1,995	1,995	1,995	2,374	2,374	2,385	2,385
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,176	0,176	0,183	0,183
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>	<b>1,350</b>
Отопление	Гкал/ч	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>3,487</b>	<b>3,487</b>	<b>3,487</b>	<b>3,585</b>	<b>3,682</b>	<b>3,877</b>	<b>4,072</b>	<b>4,072</b>
Отопление	Гкал/ч	3,262	3,262	3,262	3,349	3,435	3,609	3,782	3,782
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,225	0,225	0,225	0,236	0,247	0,268	0,290	0,290
<b>Котельная №7 пос. Пижма</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>	<b>0,550</b>
Отопление	Гкал/ч	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Горячее водоснабжения	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 №15 пос. Сусанино	Гкал	1019,100	1019,100	1001,190	1001,190	1001,190	1001,190	1001,190	1001,190
Котельная №26 пос. Семрино	Гкал	5318,400	5318,400	5831,570	5831,570	6793,395	6793,395	6834,975	6834,975
Котельная №39 пос. Семрино	Гкал	2370,000	2370,000	2236,660	2236,660	2236,660	2236,660	2236,660	2236,660
Котельная №41 пос. Кобралово	Гкал	8380,900	8380,900	8459,840	8698,882	8937,925	9416,010	9894,095	9894,095
Котельная №7 пос. Пижма	Гкал	1376,240	1376,240	1376,240	1376,240	1376,240	1376,240	1376,240	1376,240

**Таблица 2.15.** Перспективные объемы теплоносителя

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>	<b>т/ч</b>	20,632	20,632	20,632	20,632	20,632	20,632	20,750	20,750
Отопление	т/ч	20,596	20,596	20,596	20,596	20,596	20,596	20,596	20,596
Горячее водоснабжения	т/ч	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,154	0,154
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>	<b>т/ч</b>	82,267	82,267	82,267	82,267	97,891	97,891	98,453	98,453
Отопление	т/ч	79,800	79,800	79,800	79,800	94,959	94,959	95,409	95,409
Горячее водоснабжения	т/ч	2,467	2,467	2,467	2,467	2,932	2,932	3,044	3,044
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>	<b>т/ч</b>	53,883	53,883	53,883	53,883	53,883	53,883	53,883	53,883
Отопление	т/ч	53,800	53,800	53,800	53,800	53,800	53,800	53,800	53,800
Горячее водоснабжения	т/ч	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>	<b>т/ч</b>	134,571	134,571	134,571	138,235	141,898	149,225	173,588	173,588
Отопление	т/ч	130,480	130,480	130,480	133,947	137,413	144,347	151,280	151,280
Горячее водоснабжения	т/ч	4,091	4,091	4,091	4,288	4,485	4,879	22,308	22,308
<b>Котельная №7 пос. Пижма</b>	<b>т/ч</b>	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000
Отопление	т/ч	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000	22,000
Горячее водоснабжения	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 посылные 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 х 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 Сусанинского сельского поселения функционирует пять источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №15 пос. Сусанино
- Котельная №26 пос. Семрино
- Котельная №39 пос. Семрино
- Котельная №41 пос. Кобралово
- Котельная №7 пос. Пижма (военный городок)

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Сусанинского сельского поселения на расчетный срок до 2030 года представлены в таблицах 4.1 – 4.4, графически - на рисунках 4.1 – 4.5.

При составлении балансов были учтены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Кроме того, в балансах учтены реконструкция и строительство источников, предусмотренных на период разработки схемы теплоснабжения:

1. Реконструкция котельной № 15 в пос. Сусанино в 2015 г. с переводом котельной на газовое топливо;
2. Строительство двух газовых блочно-модульных котельных (БМК) №26 и №39 в пос. Семрино в 2014 г. Ввод данных котельных планируется в декабре 2014 г – январе 2015 г. При этом мазутные котельные выводятся в консервацию.
3. Строительство БМК №41 в пос. Кобралово в 2018 году, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной;

4. Строительство БМК №7 в военном городке пос. Пижма в 2020 году, обеспечивающей теплоснабжение абонентов выводимой из эксплуатации котельной.



**Таблица 4.1.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №15 пос. Сусанино

Местоположение котельной	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Собственные нужды	Гкал/час	0,032	0,032	0,014	0,014	0,014	0,014	0,011	0,011
то же в %	%	5,1%	5,1%	2,00%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,688	1,688	1,706	1,706	1,706	1,706	1,709	1,709
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,103	0,103	0,169	0,169	0,169	0,169	0,052	0,052
то же в %	%	20,0%	20%	32,8%	32,8%	32,8%	32,8%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,516	0,516	0,516	0,516	0,516	0,516	0,516	0,516
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,070	1,070	1,021	1,021	1,021	1,021	1,141	1,141
	%	63,3%	63,3%	59,9%	59,9%	59,9%	59,9%	66,8%	66,8%

**Таблица 4.2.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №26 пос. Семрино

Местоположение котельной	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	3,440	3,440	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,440	3,440	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Собственные нужды	Гкал/час	0,129	0,129	0,050	0,050	0,060	0,060	0,054	0,054
то же в %	%	5,4%	5,4%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,311	3,311	3,550	3,550	3,540	3,540	3,546	3,546
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,329	0,329	0,452	0,452	0,538	0,538	0,246	0,246
то же в %	%	16,0%	16,0%	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,057	2,057	2,057	2,057	2,447	2,447	2,461	2,461
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,925	0,925	1,041	1,041	0,555	0,555	0,838	0,838
	%	27,9%	27,9%	29,3%	29,3%	15,7%	15,7%	23,6%	23,6%

**Таблица 4.3.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №39 пос. Семрино

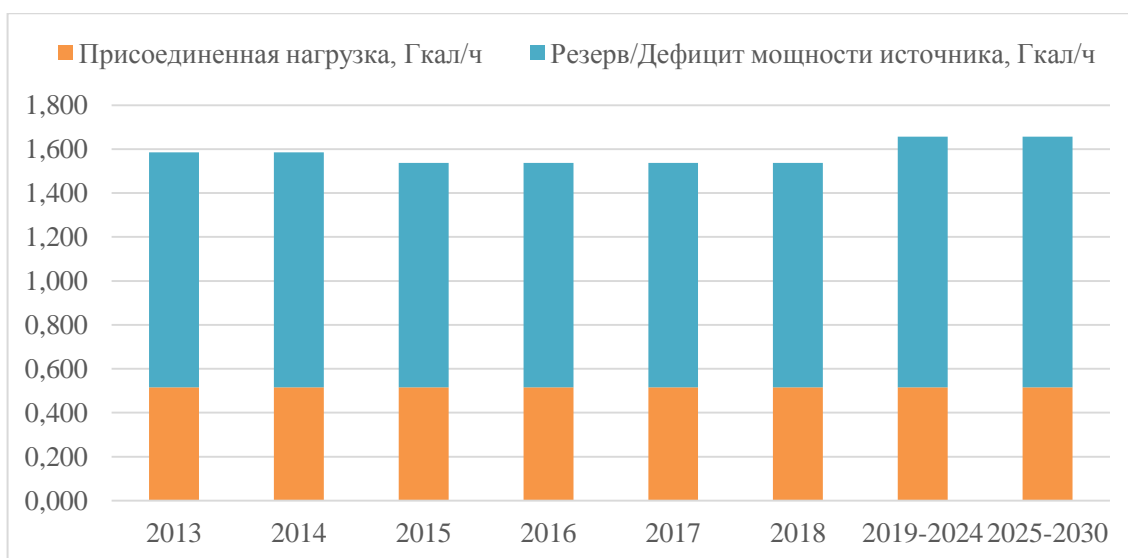
Местоположение котельной	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	1,720	1,720	1,930	1,930	1,930	1,930	1,930	1,930
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,720	1,720	1,930	1,930	1,930	1,930	1,930	1,930
Собственные нужды	Гкал/час	0,068	0,068	0,034	0,034	0,034	0,034	0,030	0,030
то же в %	%	4,3%	4,3%	2,00%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,65	1,65	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,242	0,242	0,361	0,361	0,361	0,361	0,135	0,135
то же в %	%	18,0%	18,0%	26,8%	26,8%	26,8%	26,8%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,062	0,062	0,188	0,188	0,188	0,188	0,419	0,419
	%	3,76%	3,8%	9,9%	9,9%	9,9%	9,9%	22,0%	22,0%

**Таблица 4.4.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №41 пос. Кобралово

Местоположение котельной	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	17,100	17,100	17,100	17,100	17,100	5,160	5,160	5,160
Располагаемая мощность	Гкал/час	17,100	17,100	17,100	17,100	17,100	5,160	5,160	5,160
Собственные нужды	Гкал/час	0,090	0,090	0,139	0,143	0,147	0,092	0,086	0,086
то же в %	%	2,3%	2,3%	3,36%	3,4%	3,4%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	17,010	17,010	16,961	16,957	16,953	5,068	5,074	5,074
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,537	0,537	0,788	0,809	0,831	0,873	0,390	0,390
то же в %	%	16,0%	16,0%	23,5%	23,5%	23,5%	23,5%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,356	3,356	3,356	3,447	3,538	3,720	3,903	3,903
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,118	13,118	12,817	12,701	12,584	0,474	0,781	0,781
	%	77,1%	77,1%	75,6%	74,9%	74,2%	9,4%	15,4%	15,4%

**Таблица 4.5.** Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №7 пос. Пижма

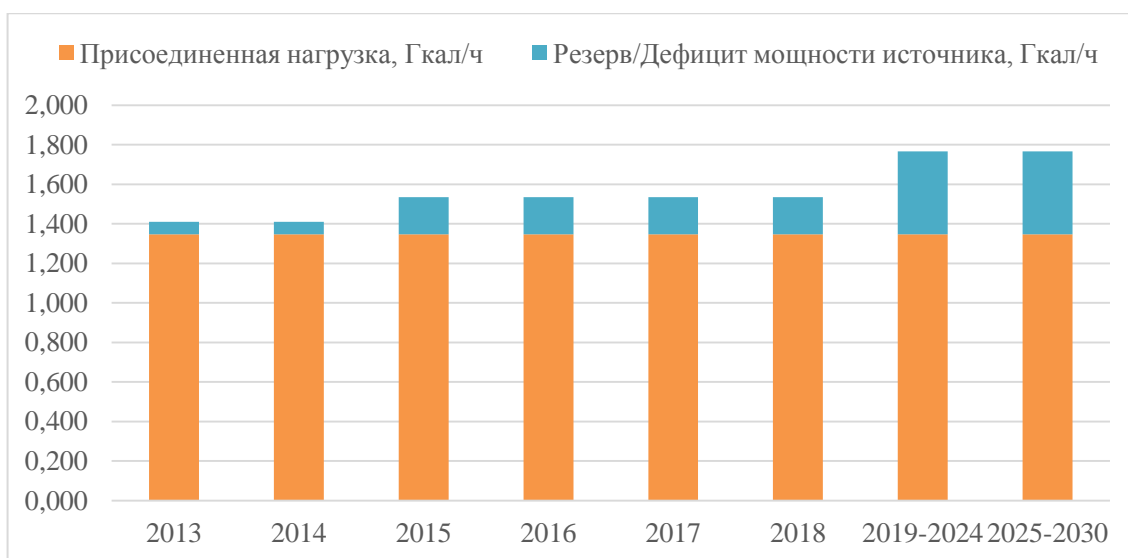
Местоположение котельной	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
	год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Собственные нужды	Гкал/час	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
то же в %	%	2,2%	2,2%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22	2,23	2,23
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,25	0,25	0,13	0,13	0,13	0,13	0,06	0,06
то же в %	%	18%	18%	23%	23%	23%	23%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,42	1,42	1,55	1,55	1,55	1,55	1,62	1,62
	%	72%	72%	74%	74%	74%	74%	75%	75%



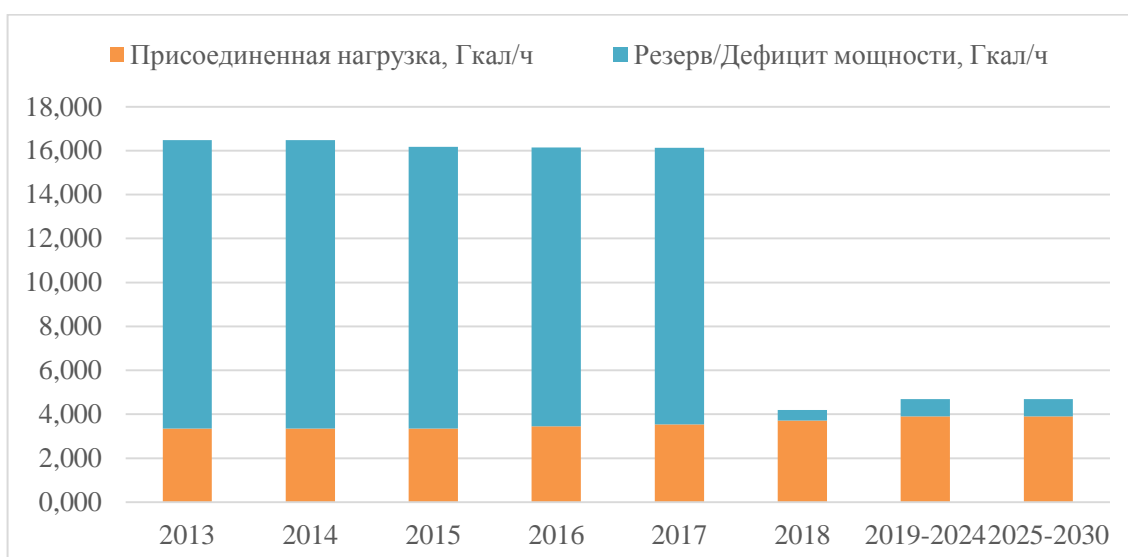
**Рисунок 4.1. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №15 пос. Сусанино**



**Рисунок 4.2. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №26 пос. Семрино**



**Рисунок 4.3. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №39 пос. Семрино**



**Рисунок 4.4. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №41 пос. Кобралово**



**Рисунок 4.5. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №7 пос. Пижма**

Как видно из диаграмм на рисунках 4.1 – 4.5, на настоящий момент и на период до 2030 года на всех источниках наблюдается наличие резерва тепловой мощности.

На котельной №15 пос. Сусанино резерв располагаемой тепловой мощности увеличивается с 63,3% в 2013 году до 66,8% в 2030 году. Это объясняется снижением потерь тепловой энергии в тепловых сетях, что связано с их перекладкой.

С учетом перекладки тепловых сетей и ввода в эксплуатацию новой БМК на котельной №26 пос. Семрино резерв располагаемой тепловой мощности уменьшится с 27,7% в 2013 году до 23,6% в 2030 году. Это происходит за счет роста подключенной нагрузки.

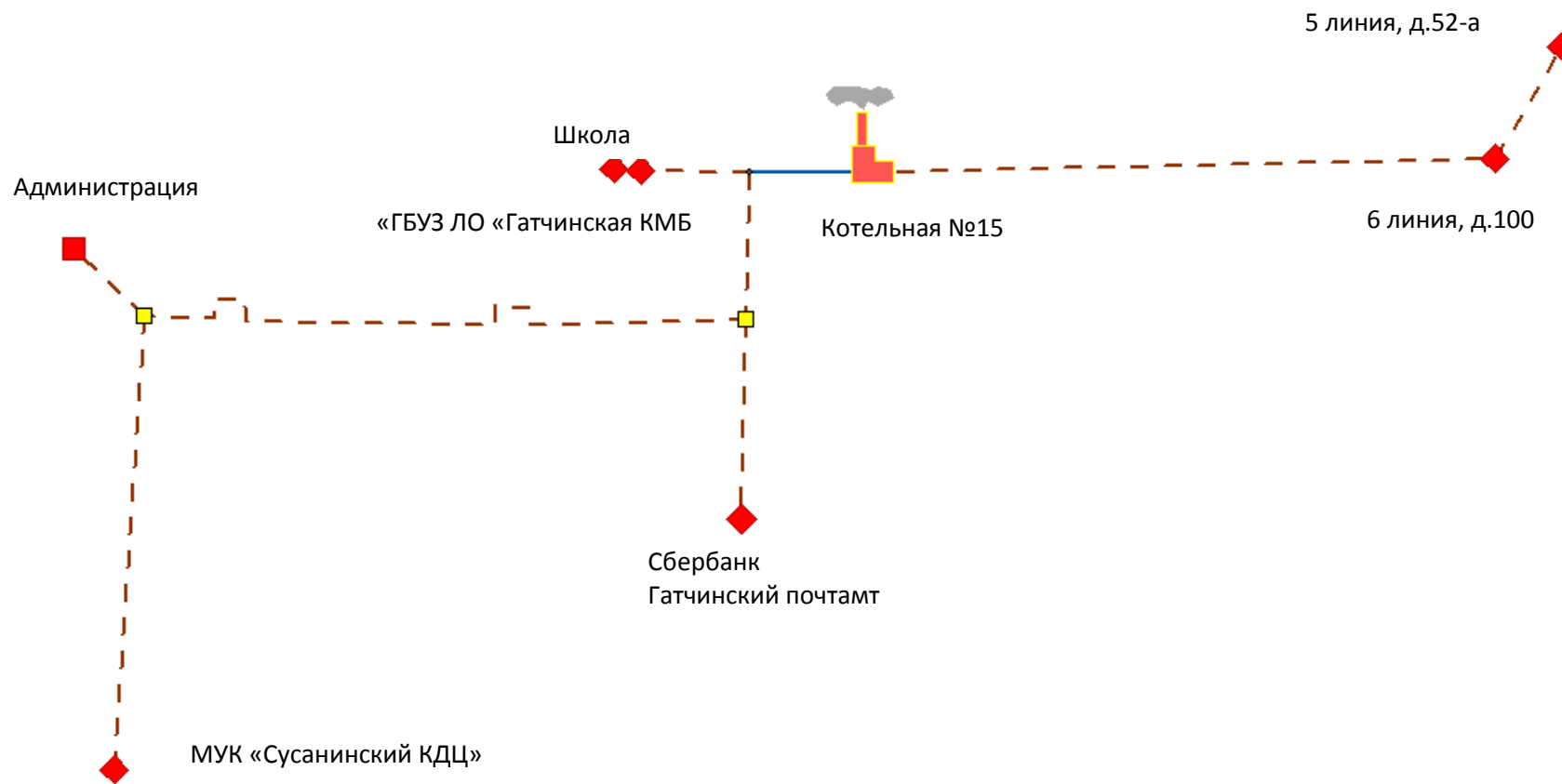
На котельной №39 пос. Семрино резерв располагаемой тепловой мощности увеличится с 3,76% в 2013 году до 22,0% в 2030 году с учетом перекладки тепловых сетей и вводом в эксплуатацию новой БМК.

На котельной №41 пос. Кобралово резерв располагаемой тепловой мощности уменьшится с 77,1% в 2013 году до 15,4% в 2030 году с учетом перекладки тепловых сетей. Происходит это за счет роста подключенной нагрузки, а также вводом в эксплуатацию новой БМК меньшей мощности в 2019 г.

На котельной №7 пос. Пижма (военный городок) резерв располагаемой тепловой мощности увеличится с 72% в 2013 году до 75% в 2030 году за счет перекладки тепловых сетей.

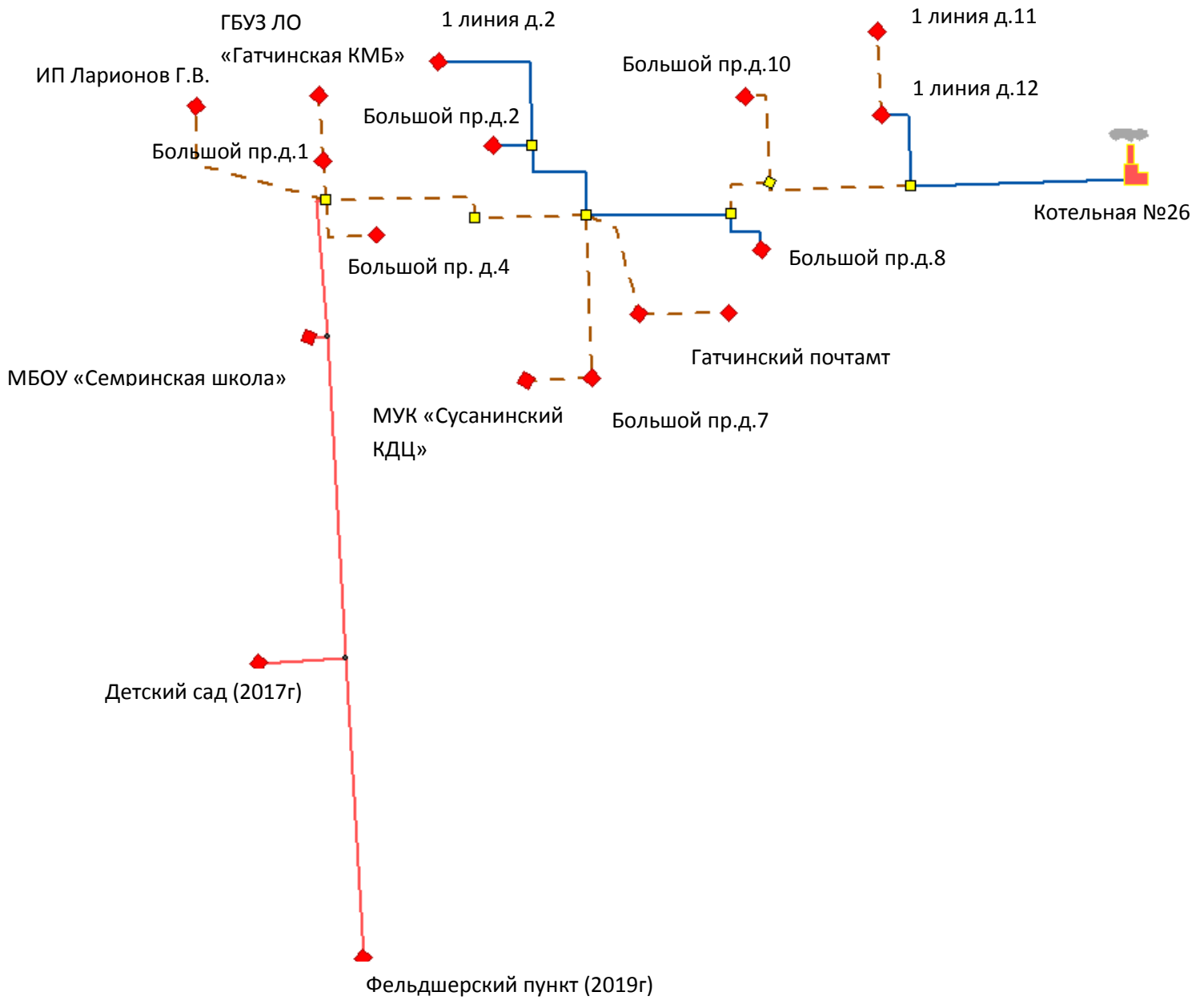
#### **4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода**

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 (отражены на схемах пунктиром). Красными сплошными линиями на схемах отмечены участки, намечаемые к строительству для подключения перспективных потребителей. Схемы тепловых сетей котельных на 2030 год представлены на рисунках 4.6 – 4.12. Результаты гидравлического расчета и пьезометрические графики представлены в приложении Г.

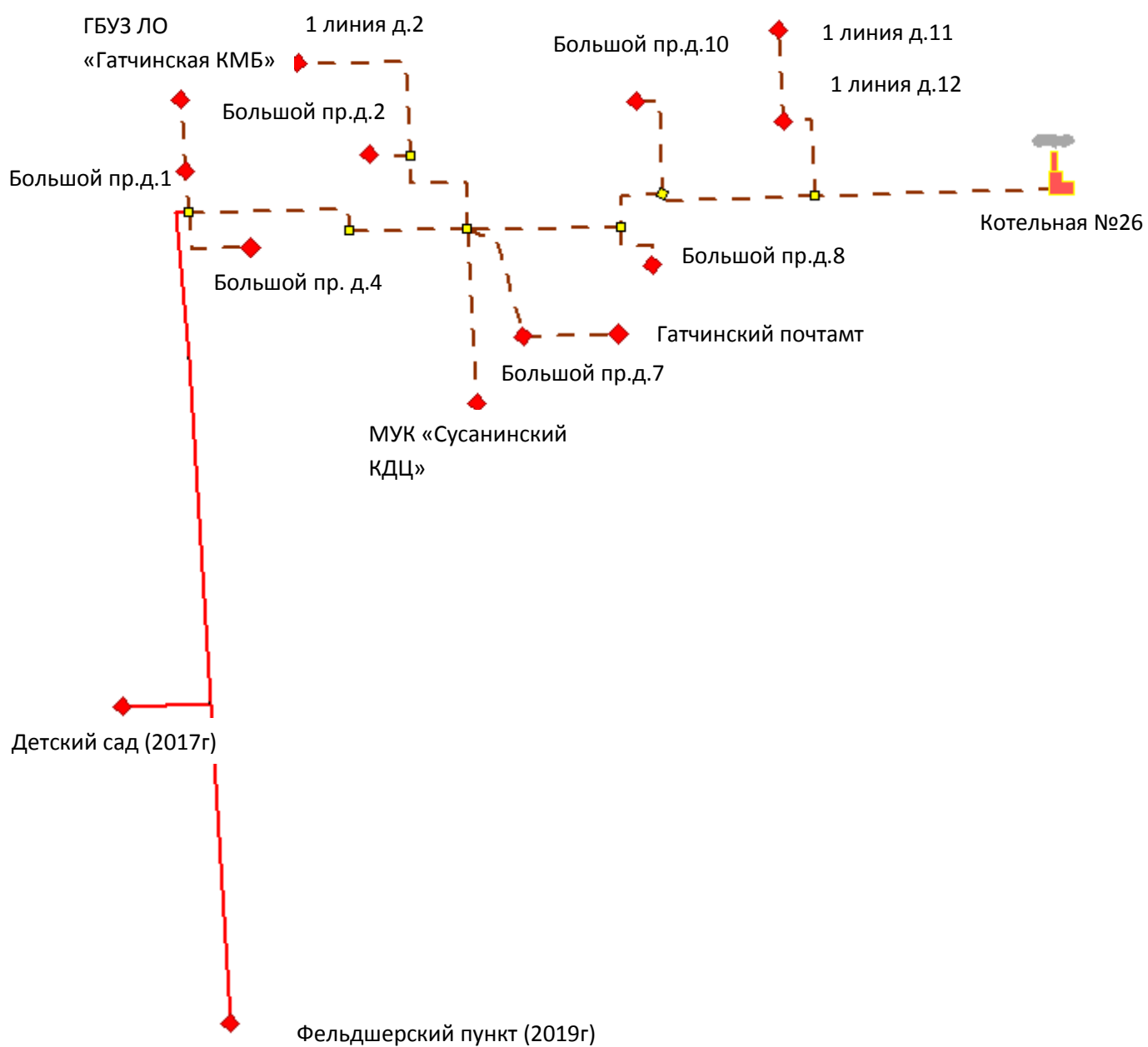


**Рисунок 4.6. Схемы тепловых сетей котельной №15 пос. Сусанино на 2030 год**

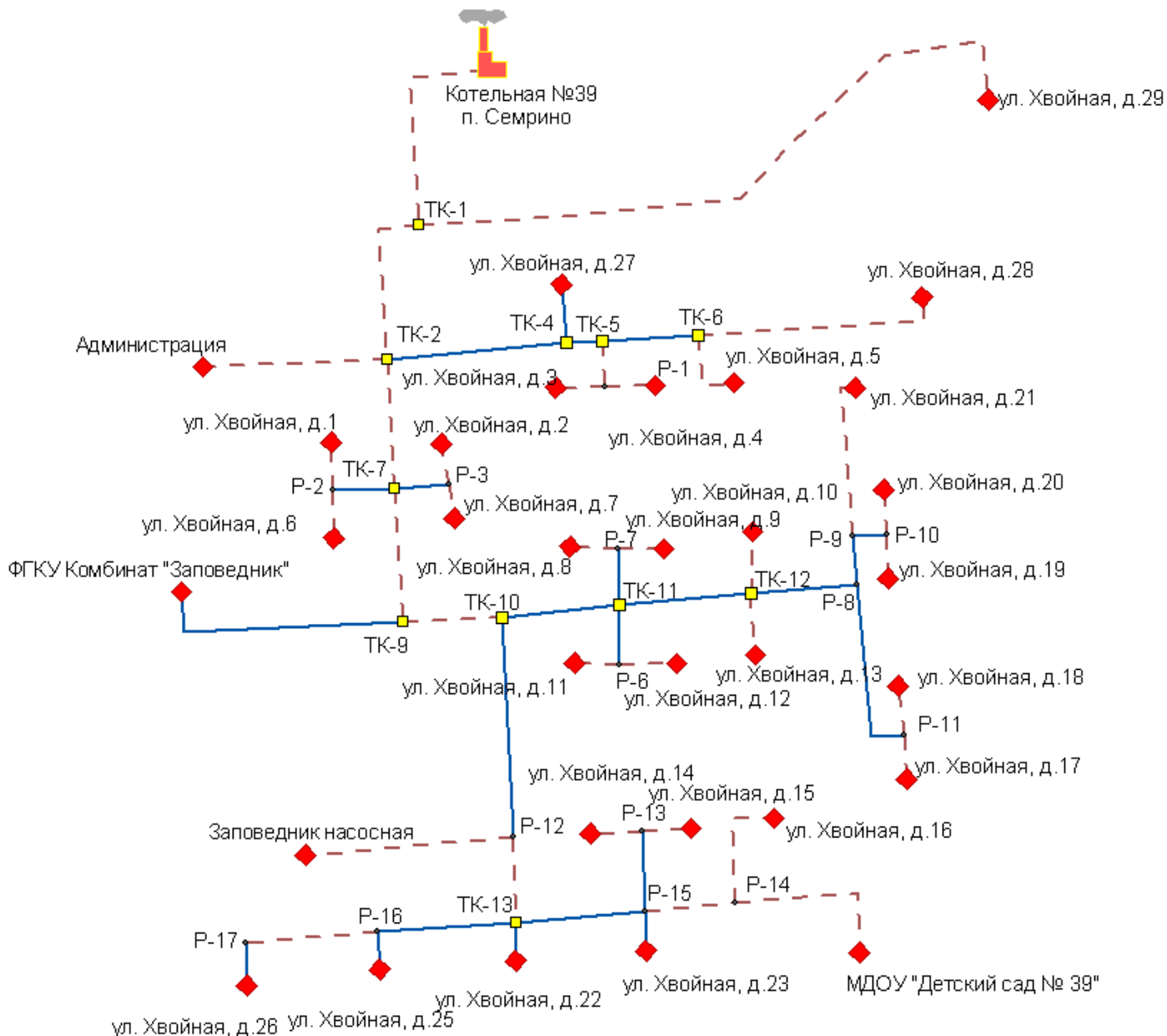




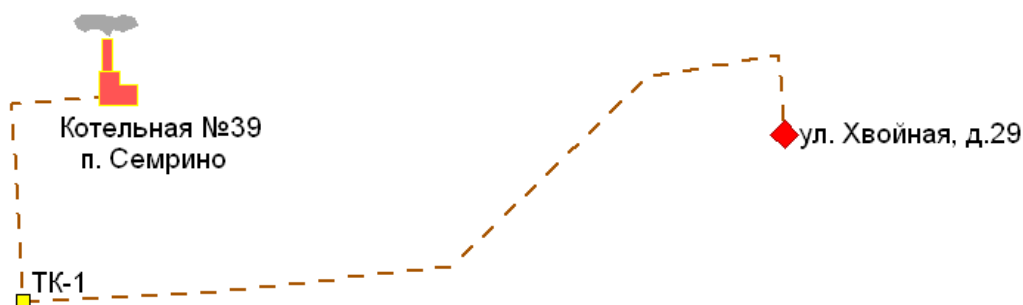
**Рисунок 4.7. Схемы тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино на 2030 год (контур отопления)**



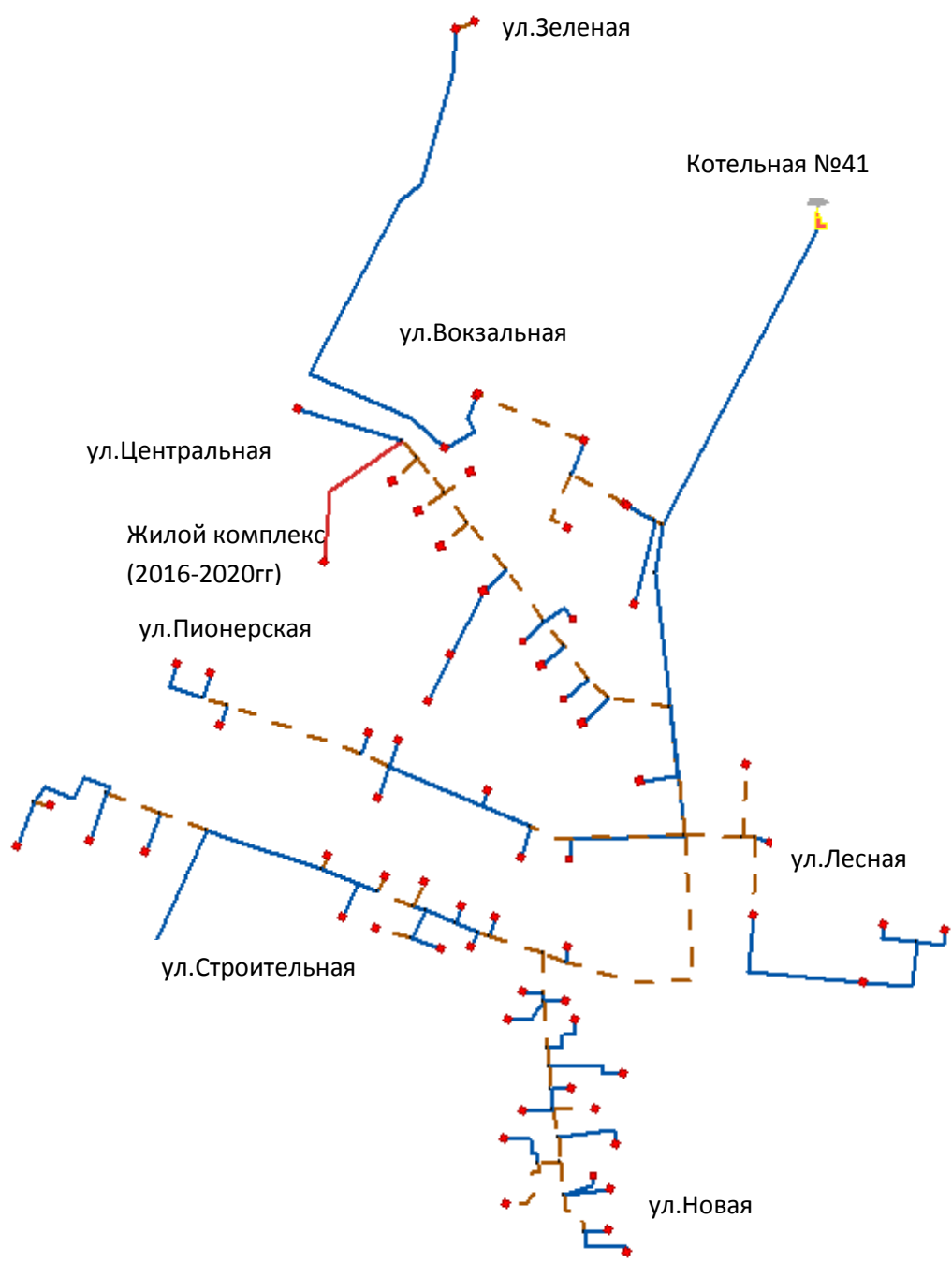
**Рисунок 4.8. Схемы тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино на 2030 год (контур ГВС)**



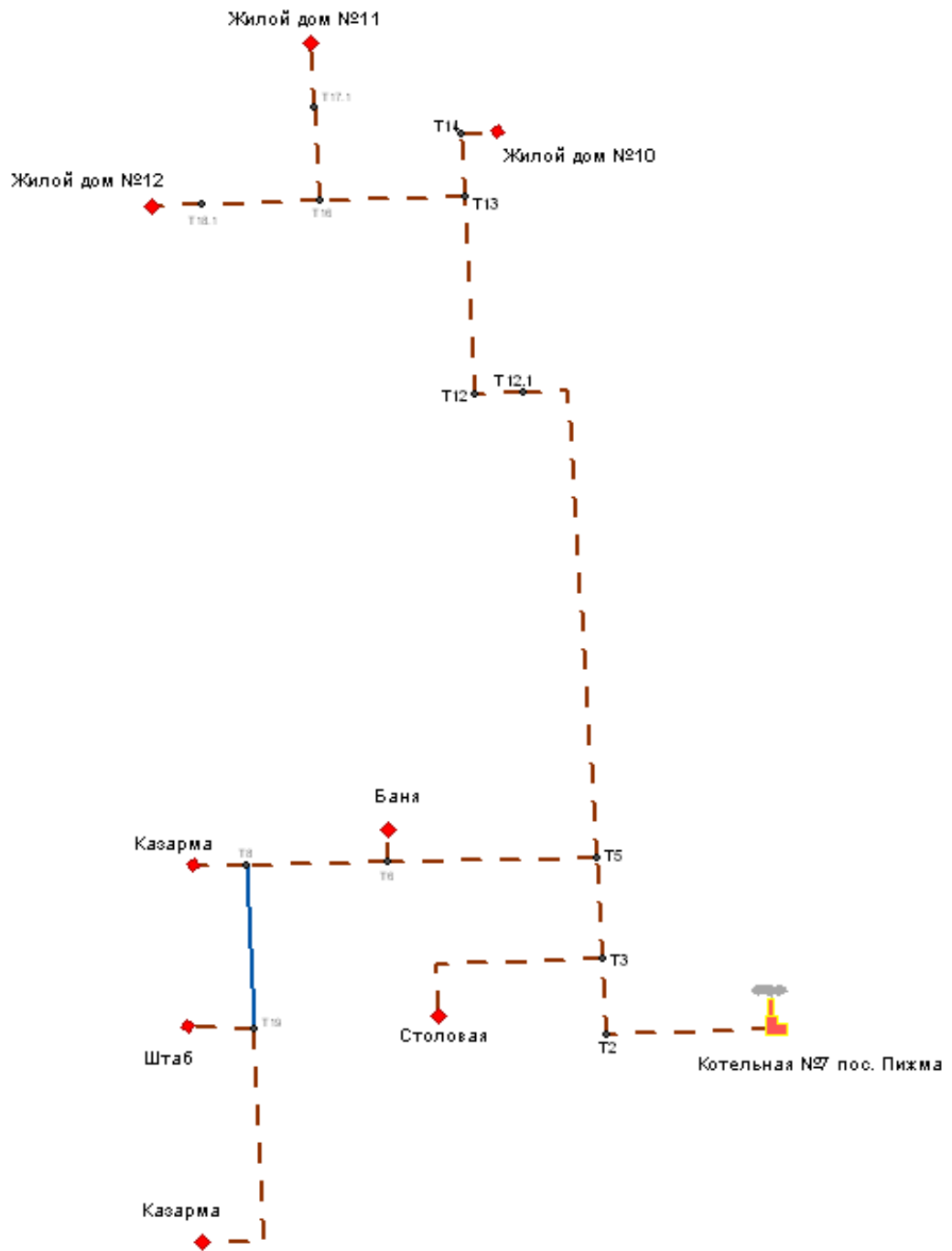
**Рисунок 4.9. Схемы тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино на 2030 год (контур отопления)**



**Рисунок 4.10. Схемы тепловых сетей котельной №39 на 2030 год пос. Семрино (контур ГВС)**



**Рисунок 4.11. Схемы тепловых сетей котельной №41 пос. Кобралово на 2030 год**



**Рисунок 4.12. Схемы тепловых сетей котельной №7 (пос. Пижма) 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 Сусанинского сельского поселения, представлены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1.**      Балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование	Ед. изм.	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	6,37	6,37
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	20,04	20,04	20,04	20,04	20,04	20,04	20,02	20,02
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,13	0,13
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	45,62	45,62	45,62	45,62	54,91	54,91	54,91	54,91
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	1,12	1,12	1,12	1,12	1,33	1,33	1,38	1,38
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,11	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,14
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	21,24	21,24	21,24	21,24	21,47	21,47	21,52	21,52
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,91	0,91	0,91	0,91	1,10	1,10	1,10	1,10
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	21,54	21,54
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,09	20,09
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,43	0,43
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>									

Наименование	Ед. изм.	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	152,94	152,94	152,94	151,30	151,30	151,30	151,30	151,30
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	1,70	1,70	1,70	1,79	1,87	2,03	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	22,09	22,09	22,09	22,16	22,25	22,41	20,38	20,38
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	3,06	3,06	3,06	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
<b>Котельная №7 пос. Пижма</b>									
Объем тепловой сети	м <sup>3</sup>	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	6,00	6,00
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	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,12	0,12



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

### **6.1. Общие положения**

На территории Сусанинского сельского поселения функционирует пять источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №15 пос. Сусанино
- Котельная №26 пос. Семрино
- Котельная №39 пос. Семрино
- Котельная №41 пос. Кобралово
- Котельная №7 пос. Пижма (военный городок)

Котельная №15 в пос. Сусанино введена в эксплуатацию в 1982 году. Котельная №26 построена в 1994 году, в 2013 году на котельной замены два водогрейных котла КСВа-2,0Жм «ВК-32» на новые котлы КВ-ГМ-2,0 "Луга-Лотос". Котельная №39 эксплуатируется с 1965 года, котельная №41 – с 1987 года. Котельная №7 в пос. Пижма эксплуатируется с 1960г.

Нормативный срок эксплуатации основного оборудования, установленного на котельных, составляет 20 лет. Таким образом, на расчетный срок до 2030 года ресурс работы оборудования будет исчерпан.

В связи с превышением срока службы мазутной котельной №15 в пос. Сусанино в 2015 году предполагается строительство газовой блочно-модульной котельной установленной мощностью 1,72 Гкал/час, которая обеспечит тепловой энергией потребителей существующей мазутной котельной №15. При этом мазутная котельная №15 подлежит консервации.

В соответствии с инвестиционной программой 2008-2014 года ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» в 2014 году в пос. Семрино построено две блочно-модульные котельные (БМК). Блочно-модульная котельная №26 установленной мощностью 3,6 Гкал/час вводится в эксплуатацию в ноябре 2014 г и обеспечит тепловой энергией потребителей существующей мазутной котельной №26. При этом мазутная котельная №26 подлежит консервации.

Блочно-модульная котельная №39 установленной мощностью 1,93 Гкал/час вводится в эксплуатацию в декабре 2014 г и обеспечит тепловой энергией потребителей существующей мазутной котельной №39. При этом мазутная котельная №39 подлежит консервации.

В связи с превышением срока эксплуатации котельной №41 в пос. Кобралово в 2018 году предлагается строительство газовой блочно-модульной котельной установленной мощностью 5,16 Гкал/час, которая обеспечит тепловой энергией потребителей существующей котельной №41.

В связи с превышением срока эксплуатации котельной №7 в пос. Пижма в 2019 году предлагается строительство новой блочно-модульной котельной установленной мощностью 2,24 Гкал/ч.

## **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.

#### **6.4. 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 Сусанинского сельского поселения отсутствуют.

#### **6.5. 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.

#### **6.6. 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 Сусанинского сельского поселения, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

**6.7. 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 Сусанинского сельского поселения рассчитаны на основании прироста площади строительных фондов.

**6.8. 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 №15 пос. Сусанино составляет 1902,8 м в однострубно́м исчислении, от котельной №26 пос. Семрино – 6189,0 м, от котельной №39 пос. Семрино – 3992,0 м, от котельной №41 пос. Кобралово – 7026,0 м, от котельной №7 пос. Пижма – 1278,2 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 Сусанинского 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 Сусанинского 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 №26 пос. Семрино	166	0,1	0,1	Подземная бесканальная
	95	0,05	0,05	Подземная бесканальная
	363	0,032	0,032	Подземная бесканальная
Котельная №41 пос. Кобралово	175	0,125	0,125	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 – 7.8.

**Таблица 7.2.** Перечень участков тепловых сетей котельной №15 пос. Сусанино, реконструируемых с изменением диаметров

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
Р-1	Школа	83	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,08	0,08
Р-1	ТК-1	53	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,07	0,07
ТК-1	Сбербанк	77	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,032	0,032
ТК-1	ТК-2	340	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,07	0,07
ТК-2	Администарция	35	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,05	0,05
ТК-2	МУК "Сусанинский КДЦ" (ДК)	208	Подземная бесканальная	0,079	0,079	0,05	0,05
Сбербанк	Гатчинский почтамт	0,2	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,032	0,032
Школа	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	0,2	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,032	0,032
6 линия, д.100	5 линия, д.52-а	30	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
Котельная №15 п. Сусанино	6 линия, д.100	74	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,07	0,07

**Таблица 7.3.** Перечень участков тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино, 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	52	Подземная бесканальная	0,2	0,2	0,175	0,175
ТК-2	Большой пр.,д.10	81	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,07	0,07
ТК-2	ТК-3	10	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,175	0,175
ТК-4	Большой пр.,д.7	135	Подземная бесканальная	0,07	0,07	0,08	0,08
ТК-4	Большой пр.,д.6	185	Подземная бесканальная	0,07	0,07	0,08	0,08
ТК-4	ТК-7	197	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,125	0,125
ТК-7	ТК-6	209	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,125	0,125
ТК-6	Большой пр.,д.4	101	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,07
ТК-6	Большой пр.,д.1	82	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,07	0,07
ТК-6	МБОУ "Семринская школа "	142	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,1	0,1
ТК-1	1 линия, д.12	46	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,125	0,125
1 линия, д.12	1 линия, д.11	117	Подземная бесканальная	0,08	0,08	0,1	0,1
Большой пр.,д.1	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	38	Подземная бесканальная	0,04	0,04	0,05	0,05

**Таблица 7.4.** Перечень участков тепловых сетей котельной №26 пос. Семрино, 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 №26	ТК-1	101	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,07	0,07
ТК-1	ТК-2	26	Подземная бесканальная	0,1	0,1	0,07	0,07
ТК-2	ТК-3	64	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,05	0,05
ТК-3	ТК-4	172	Подземная бесканальная	0,089	0,089	0,05	0,05
ТК-3	Большой пр.,д.8	6	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-4	Большой пр.,д.7	16	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-4	Большой пр.,д.6	22	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-4	ТК-5	68	Подземная бесканальная	0,079	0,079	0,032	0,032
ТК-5	Большой пр.,д.2	7	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-5	1 линия, д.2	61	Подземная бесканальная	0,079	0,079	0,032	0,032
ТК-4	ТК-7	103	Подземная бесканальная	0,079	0,079	0,032	0,032
ТК-7	ТК-6	25	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-6	Большой пр.,д.4	12	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-6	Большой пр.,д.1	9	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
ТК-1	1 линия, д.12	5	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
1 линия, д.12	1 линия, д.11	14	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032
Большой пр.,д.1	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	4	Подземная бесканальная	0,059	0,059	0,032	0,032

**Таблица 7.5.** Перечень участков тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино, 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
Котельная №39	ТК-1	10	Подземная бесканальная	0,133	0,133	0,175	0,175
ТК-1	ул. Хвойная, д.29	111	Подземная бесканальная	0,108	0,108	0,07	0,07
ТК-1	ТК-2	15	Подземная бесканальная	0,133	0,133	0,175	0,175
ТК-2	ТК-4	48	Подземная бесканальная	0,076	0,076	0,08	0,08
ТК-5	Р-1	20	Подземная бесканальная	0,076	0,076	0,05	0,05
Р-1	ул. Хвойная, д.3	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-1	ул. Хвойная, д.4	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
ТК-6	ул. Хвойная, д.5	51	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
ТК-6	ул. Хвойная, д.28	53	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,07	0,07
ТК-2	ТК-7	20	Подземная бесканальная	0,133	0,133	0,15	0,15
Р-3	ул. Хвойная, д.2	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-3	ул. Хвойная, д.7	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-2	ул. Хвойная, д.6	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-2	ул. Хвойная, д.1	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
ТК-7	ТК-9	18	Подземная бесканальная	0,133	0,133	0,15	0,15
ТК-9	ТК-10	12	Подземная бесканальная	0,108	0,108	0,125	0,125
Р-6	ул. Хвойная, д.11	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-6	ул. Хвойная, д.12	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-7	ул. Хвойная, д.8	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-7	ул. Хвойная, д.9	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
ТК-12	ул. Хвойная, д.10	57	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
ТК-12	ул. Хвойная, д.13	57	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-10	ул. Хвойная, д.19	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-10	ул. Хвойная, д.20	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-9	ул. Хвойная, д.21	45	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
Р-11	ул. Хвойная, д.18	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032

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
P-11	ул. Хвойная, д.17	15	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
P-12	Заповедник насосная	29	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,1	0,1
P-12	ТК-13	14	Подземная бесканальная	0,133	0,133	0,1	0,1
P-13	ул. Хвойная, д.14	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
P-13	ул. Хвойная, д.15	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
P-15	P-14	29	Подземная бесканальная	0,076	0,076	0,05	0,05
P-14	ул. Хвойная, д.16	18	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032
P-14	МДОУ Детский сад № 39"	53	Подземная бесканальная	0,076	0,076	0,05	0,05
P-16	P-17	48	Подземная бесканальная	0,076	0,076	0,05	0,05
ТК-2	Адм. Сусанинского поселения	12	Подземная бесканальная	0,057	0,057	0,032	0,032

**Таблица 7.6.** Перечень участков тепловых сетей котельной №39 пос. Семрино, 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 №39	ТК-1	80	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032
ТК-1	ул. Хвойная, д.29	330	Подземная бесканальная	0,05	0,05	0,032	0,032

**Таблица 7.7.** Перечень участков тепловых сетей котельной №41 пос. Кобралово, реконструируемых с изменением диаметров

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
У1	У2	44	Подземная канальная	0,2	0,2	0,15	0,15
У2	У3	29	Надземная	0,1	0,1	0,125	0,125
У3	У4	18	Надземная	0,1	0,1	0,125	0,125
У7	Строительная, 8 ч.ж.	10	Надземная	0,025	0,025	0,05	0,05
У8	Строительная, 7 ч.ж.	89	Надземная	0,04	0,04	0,05	0,05
У9	Строительная, 9 ч.ж.	41	Надземная	0,04	0,04	0,05	0,05
У10	Строительная, 13 ч.ж.	47	Надземная	0,04	0,04	0,05	0,05
У12	У13	11	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У14	Строительная, 24 ч.ж.	10	Надземная	0,025	0,025	0,05	0,05
У2	У15	25	Надземная	0,1	0,1	0,125	0,125
У15	У16	30	Надземная	0,1	0,1	0,125	0,125
У17	У18	34	Надземная	0,08	0,08	0,1	0,1
У18	У19	25	Надземная	0,08	0,08	0,1	0,1
У19	У20	11	Подземная канальная	0,07	0,07	0,1	0,1
У20	Новая, 10а	34	Надземная	0,04	0,04	0,05	0,05
У20	У21	7	Надземная	0,05	0,05	0,1	0,1
У21	У22	7	Надземная	0,05	0,05	0,08	0,08
У22	У23	8	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У22	У24	12	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У24	У25	20	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У8	У9	35	Надземная	0,08	0,08	0,1	0,1
У16	У17	28	Надземная	0,1	0,1	0,125	0,125
У26	У1	61	Подземная канальная	0,2	0,2	0,15	0,15
У26	У27	158	Надземная	0,08	0,08	0,1	0,1
У28	У31	11	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У29	У30	14	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07



Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
У31	У29	11	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У26	У32	72	Надземная	0,2	0,2	0,175	0,175
У32	Лесная, 1а	12	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У32	У33	22	Надземная	0,15	0,15	0,175	0,175
У33	Лесная, 2а	27	Надземная	0,15	0,15	0,175	0,175
У11	У12	19	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У26	У45	55	Подземная канальная	0,125	0,125	0,175	0,175
У36	ТК (2016г)	10	Надземная	0,05	0,05	0,125	0,125
У37	У36	16	Надземная	0,08	0,08	0,125	0,125
У38	У37	5	Надземная	0,1	0,1	0,15	0,15
У36	Центральная, 2	6	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У37	Центральная, 4	5	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У38	Центральная, 6	6	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
У40	У39	18	Надземная	0,1	0,1	0,15	0,15
У41	У40	16	Подземная канальная	0,1	0,1	0,15	0,15
У42	У41	9	Надземная	0,1	0,1	0,15	0,15
У43	Вокзальная, 15 ч.ж.	60	Надземная	0,15	0,15	0,125	0,125
Вокзальная, 2 ч.ж.	Центральная, 3 ч.ж.	16	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
Вокзальная, 4 ч.ж.	Вокзальная, 2 ч.ж.	8	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
Вокзальная, 6 ч.ж.	Вокзальная, 4 ч.ж.	12	Надземная	0,05	0,05	0,07	0,07
Вокзальная, 7 ч.ж.	У44	6	Надземная	0,1	0,1	0,08	0,08
Вокзальная, 15 ч.ж.	У47	8	Надземная	0,15	0,15	0,125	0,125
У44	Вокзальная, 6 ч.ж.	6	Надземная	0,05	0,05	0,08	0,08
У44	Вокзальная, 5 д/сад	19	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
У45	У42	12	Надземная	0,1	0,1	0,15	0,15
У45	Центральная, 22 школа	6	Надземная	0,1	0,1	0,07	0,07
У46	У38	15	Надземная	0,1	0,1	0,15	0,15

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
У39	У46	30	Подземная канальная	0,08	0,08	0,15	0,15
У36	Центральная, 7	5	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032
У47	Вокзальная, 13	20	Надземная	0,1	0,1	0,08	0,08
Зеленая, 36	Микельанджело	10	Надземная	0,05	0,05	0,032	0,032

**Таблица 7.8.** Перечень участков тепловых сетей котельной №7 Военный городок, пос. Пижма, 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
Котельная 7	Т3	33,5	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,125	0,125
Т3	Т5	20	Надземная	0,15	0,15	0,1	0,1
Т13	Т16	40,3	Надземная	0,1	0,1	0,07	0,07
Т16	Т18.1	18,3	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т16	Т17.1	34,4	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т13	Т14	20	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т3	Столовая	30	Надземная	0,04	0,04	0,07	0,07
Т5	Т6	51,5	Надземная	0,1	0,1	0,08	0,08
Т6	Баня	11	Подземная бесканальная	0,04	0,04	0,05	0,05
Т6	Т8	34,8	Надземная	0,1	0,1	0,08	0,08
Т8	Казарма №1	8	Подземная бесканальная	0,04	0,04	0,05	0,05
Т9	Казарма №2	42	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т19	Штаб	8	Подземная бесканальная	0,04	0,04	0,05	0,05
Т18.1	Жилой дом №12	12	Надземная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т2	Т3	26,5	Надземная	0,15	0,15	0,125	0,125
Т12.1	Т12	10	Подземная бесканальная	0,15	0,15	0,08	0,08
Т14	Жилой дом №10	10	Подземная бесканальная	0,04	0,04	0,05	0,05
Т17.1	Жилой дом №11	20	Подземная бесканальная	0,07	0,07	0,05	0,05
Т12	Т13	24,8	Надземная	0,1	0,1	0,08	0,08
Т5	Т12.1	134,2	Надземная	0,15	0,15	0,08	0,08

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

Все сети на территории Сусанинского 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 7.9 – 7.1. представлен перечень тепловых сетей, перекладка которых производится без изменения диаметров.

**Таблица 7.9.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №15, 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 №15 п. Сусанино	Р-1	52	0,1	0,1	Подземная бесканальная

**Таблица 7.10.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №26 (контур отопления), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная №26	ТК-1	201	Подземная бесканальная	0,2	0,2
ТК-3	ТК-4	148	Подземная бесканальная	0,15	0,15
ТК-3	Большой пр., д.8	53	Подземная бесканальная	0,08	0,08
ТК-4	ТК-5	213	Подземная бесканальная	0,08	0,08
ТК-5	Большой пр., д.2	59	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-5	1 линия, д.2	154	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-2	Большой пр., д.10	10	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-6	ИП Ларионов Г.В.	148	Подземная бесканальная	0,05	0,05

**Таблица 7.11.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №39 (контур отопления), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТК-4	ул. Хвойная, д.27	9	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-4	ТК-5	13	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-5	ТК-6	21	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-7	Р-3	24	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-7	Р-2	30	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-10	ТК-11	24	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-11	ТК-12	38	Подземная бесканальная	0,07	0,07
ТК-11	Р-6	39	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-11	Р-7	39	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-12	Р-8	32	Подземная бесканальная	0,07	0,07
Р-8	Р-9	18	Подземная бесканальная	0,05	0,05
Р-9	Р-10	18	Подземная бесканальная	0,05	0,05
Р-8	Р-11	51	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-13	ул. Хвойная, д.22	12	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-13	Р-15	39	Подземная бесканальная	0,07	0,07
Р-15	Р-13	43	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-13	Р-16	31	Подземная бесканальная	0,07	0,07
Р-16	ул. Хвойная, д.25	12	Подземная бесканальная	0,05	0,05
Р-17	ул. Хвойная, д.26	12	Подземная бесканальная	0,05	0,05
ТК-10	Р-12	23	Подземная бесканальная	0,125	0,125
ТК-9	ФГКУ Комбинат "Заповедник"	7	Подземная бесканальная	0,1	0,1
Р-15	ул. Хвойная, д.23	12	Подземная бесканальная	0,05	0,05

**Таблица 7.12.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №41, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
У3	Строительная, 1 ч.ж.	8	Надземная	0,05	0,05
У4	Строительная, 4 ч.ж.	22	Надземная	0,05	0,05
У4	У5	30	Надземная	0,1	0,1
У5	Строительная, 5 ч.ж.	10	Надземная	0,05	0,05
У5	У6	7	Надземная	0,1	0,1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
У6	У7	22	Надземная	0,05	0,05
У7	Строительная, 6 ч.ж.	9	Надземная	0,05	0,05
У6	У8	19	Надземная	0,1	0,1
У10	У11	30	Подземная канальная	0,08	0,08
У12	Строительная, 20 ч.ж.	12	Надземная	0,05	0,05
У13	Строительная, 22 ч.ж.	14	Надземная	0,05	0,05
У14	Строительная, 26 ч.ж.	5	Надземная	0,05	0,05
У15	Новая, 1а	8	Надземная	0,05	0,05
У16	Новая, 1	15	Надземная	0,05	0,05
У17	Новая, 4	23	Надземная	0,05	0,05
У18	Новая, 6	14	Надземная	0,05	0,05
У19	Новая, 8	7	Надземная	0,05	0,05
У21	Новая, 12	14	Надземная	0,05	0,05
У23	Новая, 13	12	Надземная	0,05	0,05
У24	Новая, 14	8	Надземная	0,05	0,05
У25	Новая, 18	7	Надземная	0,05	0,05
У25	Новая, 18а	18	Надземная	0,05	0,05
У23	Новая, 15	121	Надземная	0,05	0,05
У9	Строительная, 12 ч.ж.	25	Надземная	0,05	0,05
У24	Новая, 16	9	Надземная	0,05	0,05
У20	Новая, 11	13	Надземная	0,05	0,05
У16	Новая, 2	11	Надземная	0,05	0,05
У11	Солнечная, 10а	55	Надземная	0,05	0,05
У13	У14	43	Надземная	0,05	0,05
У9	У10	64	Надземная	0,08	0,08
У27	Пионерская, 8 ч.ж.	4	Надземная	0,05	0,05
У27	У28	20	Подземная канальная	0,08	0,08
У28	Пионерская, 10 ч.ж.	5	Надземная	0,05	0,05
У28	Пионерская, 13 ч.ж.	8	Надземная	0,05	0,05
У27	Пионерская, 11 ч.ж.	8	Надземная	0,05	0,05
У29	Пионерская, 16 ч.ж.	4	Надземная	0,05	0,05
У30	Пионерская, 19 ч.ж.	14	Надземная	0,05	0,05
У30	Пионерская, 17 ч.ж.	5	Надземная	0,05	0,05
У31	Пионерская, 13а ч.ж.	9	Надземная	0,05	0,05
У33	Лесная, 2	19	Надземная	0,1	0,1
Лесная, 2а	Лесная, 2б	84	Подземная канальная	0,15	0,15
Лесная, 2б	У34	15	Подземная канальная	0,125	0,125
У34	Лесная, 4к1	22	Надземная	0,1	0,1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
У34	Лесная, 3к1	29	Надземная	0,1	0,1
У35	У26	97	Надземная	0,25	0,25
У39	Центральная, 14	7	Надземная	0,05	0,05
У40	Центральная, 16	7	Надземная	0,05	0,05
У41	Центральная, 18	6	Надземная	0,05	0,05
У42	Центральная, 20	6	Надземная	0,05	0,05
У43	У35	897	Надземная	0,25	0,25
Вокзальная, 9 ч.ж.	Вокзальная, 7 ч.ж.	12	Надземная	0,1	0,1
Вокзальная, 11 ч.ж.	Вокзальная, 9 ч.ж.	13	Надземная	0,1	0,1
У26	Внутренний оборот	18	Надземная	0,05	0,05
У46	Центральная, 8	6	Надземная	0,05	0,05
Центральная, 3 ч.ж.	Зеленая, 36	21	Надземная	0,05	0,05
Центральная, 8	Центральная, 10	10	Надземная	0,05	0,05
Центральная, 10	Центральная, 12	9	Надземная	0,05	0,05
У47	Вокзальная, 11 ч.ж.	8	Надземная	0,1	0,1
У39	Центральная, 9	10	Надземная	0,05	0,05
ТК (2016г)	Зеленая ул.	17	Надземная	0,05	0,05

**Таблица 7.13.** Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №7, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр подающего трубопровод а, м	Внутренний диаметр обратного трубопровод а, м
Т8	Т19	49,8	Надземная	0,07	0,07

## **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 настоящее время в качестве основного топлива на источниках централизованного теплоснабжения Сусанинского сельского поселения используются следующие виды топлива:

Котельная №15 пос. Сусанино – мазут;

Котельная №26 пос. Семрино – мазут;

Котельная №39 пос. Семрино – мазут;

Котельная №41 пос. Кобралово – природный газ;

Котельная №7 пос. Пижма – уголь.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельных на территории Сусанинского сельского поселения представлены в таблицах 8.1 – 8.5.



**Таблица 8.1.** Топливный баланс котельной №15 пос. Сусанино

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	1285,29	1407,55	1407,55	1407,55	1407,55	1123,34	1123,34
УРУТ	кг у.т./Гкал	268,89	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал (м <sup>3</sup> /Гкал)	197,65	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	175,29	112,64	112,64	112,64	112,64	89,89	89,89
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	0,54	0,35	0,35	0,35	0,35	0,28	0,28
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	46,23	29,71	29,71	29,71	29,71	23,71	23,71
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	128,85	98,81	98,81	98,81	98,81	78,85	78,85
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	0,40	0,31	0,31	0,31	0,31	0,24	0,24
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	33,98	26,06	26,06	26,06	26,06	20,80	20,80
Годовой расход условного топлива	т у т	345,60	218,17	218,17	218,17	218,17	174,12	174,12
Годовой расход натурального топлива	т (тыс м <sup>3</sup> )	254,04	191,38	191,38	191,38	191,38	152,73	152,73

**Таблица 8.2.** Топливный баланс котельной №26 пос. Семрино

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	6502,49	7507,24	7507,24	8745,44	8745,44	7668,84	7668,84
УРУТ	кг у.т./Гкал	172,39	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал (м <sup>3</sup> /Гкал)	126,72	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	451,68	427,61	427,61	508,80	508,80	446,58	446,58
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	24,96	23,63	23,63	28,08	28,08	25,41	25,41
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	140,89	133,38	133,38	158,67	158,67	139,98	139,98
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	332,01	375,10	375,10	446,31	446,31	391,74	391,74
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	18,34	20,72	20,72	24,63	24,63	22,29	22,29
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	103,56	117,00	117,00	139,19	139,19	122,79	122,79
Годовой расход условного топлива	т у т	1120,96	1163,62	1163,62	1355,54	1355,54	1188,67	1188,67
Годовой расход натурального топлива	т (тыс м <sup>3</sup> )	823,98	1020,72	1020,72	1189,07	1189,07	1042,69	1042,69

**Таблица 8.3.** Топливный баланс котельной №39 пос. Семрино

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	2916,85	2892,82	2892,82	2892,82	2892,82	2509,53	2509,53
УРУТ	кг у.т./Гкал	250,38	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал (м <sup>3</sup> /Гкал)	184,04	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	416,01	270,64	270,64	270,64	270,64	234,78	234,78
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	1,23	0,80	0,80	0,80	0,80	0,70	0,70
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	109,66	71,34	71,34	71,34	71,34	61,89	61,89
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	305,79	237,40	237,40	237,40	237,40	205,95	205,95
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	0,91	0,70	0,70	0,70	0,70	0,61	0,61
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час (м <sup>3</sup> /час)	80,61	62,58	62,58	62,58	62,58	54,29	54,29
Годовой расход условного топлива	т у т	730,32	448,39	448,39	448,39	448,39	388,98	388,98
Годовой расход натурального топлива	т (тыс м <sup>3</sup> )	536,83	393,32	393,32	393,32	393,32	341,21	341,21

**Таблица 8.4.** Топливный баланс котельной №41 пос. Кобралово

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	9945,45	10990,59	11301,14	11611,69	12071,29	11101,17	11101,17
УРУТ	кг у.т./Гкал	186,63	186,63	186,63	186,63	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м <sup>3</sup> /Гкал	163,71	163,71	163,71	163,71	135,96	135,96	135,96
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	772,27	845,46	869,10	892,74	770,40	708,16	708,16
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	49,83	54,55	57,18	59,81	53,32	50,43	50,43
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	49,83	54,55	57,18	59,81	53,32	50,43	50,43
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	м <sup>3</sup> /час	677,43	741,63	762,37	783,10	675,79	621,19	621,19
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	м <sup>3</sup> /час	43,71	47,85	50,16	52,46	46,77	44,24	44,24
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	м <sup>3</sup> /час	43,71	47,85	50,16	52,46	46,77	44,24	44,24
Годовой расход условного топлива	т у т	1856,12	2051,17	2109,13	2167,09	1871,05	1720,68	1720,68
Годовой расход натурального топлива	тыс м <sup>3</sup>	1628,17	1799,28	1850,12	1900,96	1641,27	1509,37	1509,37

**Таблица 8.5.** Топливный баланс котельной №7 пос. Пижма

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	1659,69	1736,78	1736,78	1736,78	1736,78	1544,14	1544,14
УРУТ	кг у.т./Гкал	357,14	357,14	357,14	357,14	357,14	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	469,48	469,48	469,48	469,48	469,48	135,96	135,96
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	236,88	247,89	247,89	247,89	247,89	95,65	95,65
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	61,80	64,67	64,67	64,67	64,67	24,95	24,95
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	311,40	325,86	325,86	325,86	325,86	83,90	83,90
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/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	кг/час	81,23	85,01	85,01	85,01	85,01	21,89	21,89
Годовой расход условного топлива	т у т	592,74	620,27	620,27	620,27	620,27	239,34	239,34
Годовой расход натурального топлива	т	779,19	815,38	815,38	815,38	815,38	209,95	209,95

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

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

## 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения котельных на территории Сусанинского сельского поселения представлены в таблицах 9.1 – 9.5. Расчёты показателей проводились по методике, описанной в пункте 1.9.

**Таблица 9.1.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №15 пос. Сусанино

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1	1
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	$K_{отк.тс}$	1	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,729	0,871

**Таблица 9.2.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №26 пос. Семрино

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1	1
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	$K_{отк.тс}$	0,5	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,657	0,871

**Таблица 9.3.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №39 пос. Семрино

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	$K_{отк.тс}$	0,5	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,600	0,814



**Таблица 9.4.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №41 пос. Кобралово

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	1	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	$K_{отк.тс}$	0,5	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,657	0,814

**Таблица 9.5.** Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №7 пос. Пижма

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	$K_{отк.тс}$	1	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,671	0,814

Общий показатель надежности на 2030 год для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» на территории Сусанинского сельского поселения 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 соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию систем централизованного теплоснабжения Сусанинского 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.

Источники централизованного теплоснабжения на территории Сусанинского сельского поселения эксплуатируются на протяжении длительного периода:

- котельная №15 с 1982 года;
- котельная №26 с 1994 года;
- котельная №39 с 1965 года;
- котельная №41 с 1987 года;
- котельная №7 (пос. Пижма) с 1960 года.

Мероприятия по реконструкции данных источников представлены в разделе 6.1.

В границах Сусанинского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» и открытое акционерное общество «Ремонтно-эксплуатационное управление».

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных №15 в пос. Сусанино, №26 и №39 в пос. Семрино и №41 в пос. Кобралово.

На 01.01.2014 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» в части СЦТ Сусанинского сельского поселения несет обязательства по лизинговым платежам в соответствии с договорами, заключенными в 2013-2014 гг. Заемные средства предоставлены ООО «Интерлизинг» по договорам финансовой аренды (лизинга) имущества на приобретение котельных №26, №39.

Общая сумма договора лизинга, привлеченного одновременно для строительства каждой котельной, подлежит возврату через лизинговые платежи, которые осуществляются ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» ежемесячно с момента заключения лизингового договора в соответствии с графиком лизинговых платежей. На 01.01.2014 остаток по лизинговым платежам в части СЦТ Сусанинского сельского поселения составляет 51 574, 62 тыс. руб.

График остаточных платежей представлен в таблице.

<b>2014 г.</b>	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>
14 629,56	14 166,72	10 211,46	7 496,94	4 240,67	829,27

Для строительства новых БМК №15 и №41 в Сусанинском сельском поселении планируется привлечь средства по договорам лизинга в размере 76 473,55 тыс. руб.

ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельной №7 в пос. Пижма.

Для строительства новой БМК №7 пос. Пижма планируется привлечь средства по договорам лизинга в размере 22 415,15 тыс. руб.

После 2019 года предполагается реализация программы реконструкции тепловых сетей.

Программой реконструкции тепловых сетей в Сусанинском сельском поселении предусматривается перекладка 11077,8 м тепловых сетей в двухтрубном измерении.

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 10.1.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей составит 120 478,53 тыс. рублей (в ценах 2014 г.).

Согласно пунктам 8 и 9 статьи 29 главы 7 Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 07.05.2013) «О теплоснабжении»:

- с 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 8 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ (ред. 30.12.2012));

- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ).

В соответствии с данными пунктами схемой теплоснабжения к 2022 году предусматривается перевод всех существующих потребителей на закрытую схему горячего водоснабжения. В качестве основного мероприятия по переходу от открытой к закрытой схеме теплоснабжения предусматривается строительство индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). В соответствии со схемой теплоснабжения планируется установить 66 ИТП мощностью до 0,5 Гкал/час.

Объем инвестиций, необходимых для строительства ИТП, определен на основании данных поставщиков оборудования, а также стоимостных показателей объектов-аналогов и составляет 63 360 тыс. руб. (в ценах 2014 г.).

**Таблица 10.1.** Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей (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 (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ТЕР-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.
<b>Котельная №15 пос. Сусанино</b>										
32	107,4	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	827,65	173,81	1 001,46
50	243	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	1 963,90	412,42	2 376,32
70	467	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	3 990,74	838,06	4 828,80
80	83	Подземная бесканальная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	740,49	155,50	895,99
100	52	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	470,41	98,79	569,20
<b>Итого по котельной №15 (без НДС)</b>								<b>7 993,20</b>	<b>1 678,57</b>	<b>9 671,77</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>1 438,78</b>	<b>302,14</b>	<b>1 740,92</b>
<b>Итого по котельной №15 с НДС</b>								<b>9 431,97</b>	<b>1 980,71</b>	<b>11 412,69</b>
<b>Котельная №26 пос. Семрино</b>										
<b>Контур отопления</b>										
32	281,2	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	2 167,00	455,07	2 622,07
50	7	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	56,57	11,88	68,45
70	644	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	5 503,30	1 155,69	6 658,99
80	681	Подземная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	6 075,56	1 275,87	7 351,42

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 (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ТЕР-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.
		бесканальная								
100	302	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	2 732,00	573,72	3 305,73
125	452	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	4 508,98	946,89	5 455,87
150	148	Подземная бесканальная	15170,98	1,06	0,78	4,62	4,08	1 639,43	344,28	1 983,72
175	62	Подземная бесканальная	16130,2125	1,06	0,78	4,62	4,08	730,21	153,35	883,56
200	201	Подземная бесканальная	17404,6	1,06	0,78	4,62	4,08	2 554,34	536,41	3 090,75
<b>Контур ГВС</b>										
32	725,1	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	5 587,81	1 173,44	6 761,25
50	262	Подземная бесканальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	2 117,46	444,67	2 562,12
70	101	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	863,09	181,25	1 044,34
<b>Итого по котельной №26 (без НДС)</b>								<b>34 535,77</b>	<b>7 252,51</b>	<b>41 788,28</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>6 216,44</b>	<b>1 305,45</b>	<b>7 521,89</b>
<b>Итого по котельной №26 с НДС</b>								<b>40 752,21</b>	<b>8 557,96</b>	<b>49 310,17</b>
<b>Котельная №39 пос. Семрино</b>										
<b>Контур отопления</b>										
32	504	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	3 883,96	815,63	4 699,59
50	469	Подземная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	3 790,41	795,99	4 586,40



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 (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ТЕР-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.
		бесканальная								
70	362	Подземная бесканальная	11703,57	1,06	0,78	4,62	4,08	3 093,47	649,63	3 743,10
80	48	Подземная бесканальная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	428,23	89,93	518,16
100	50	Подземная бесканальная	12389,56	1,06	0,78	4,62	4,08	452,32	94,99	547,31
125	35	Подземная бесканальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	349,15	73,32	422,47
150	38	Подземная бесканальная	15170,98	1,06	0,78	4,62	4,08	420,94	88,40	509,33
175	25	Подземная бесканальная	16130,2125	1,06	0,78	4,62	4,08	294,44	61,83	356,27
<b>Контур ГВС</b>										
32	410	Подземная бесканальная	10554,1992	1,06	0,78	4,62	4,08	3 159,57	663,51	3 823,08
<b>Итого по котельной №39 (без НДС)</b>								<b>15 872,48</b>	<b>3 333,22</b>	<b>19 205,70</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>2 857,05</b>	<b>599,98</b>	<b>3 457,03</b>
<b>Итого по котельной №39 с НДС</b>								<b>18 729,53</b>	<b>3 933,20</b>	<b>22 662,73</b>
<b>Котельная №41 пос. Кобралово</b>										
32	15	Надземная	2368,04783	1,06	0,78	4,62	4,08	25,94	5,45	31,38
50	947	Надземная	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	2 106,93	442,46	2 549,38
70	177	Надземная	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	492,94	103,52	596,46
80	103	Надземная	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	333,01	69,93	402,94
100	418	Надземная	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	1 447,01	303,87	1 750,88
125	224	Надземная	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	966,47	202,96	1 169,43

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 (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ТЕР-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.
150	59	Надземная	7038,13	1,06	0,78	4,62	4,08	303,20	63,67	366,87
175	121	Надземная	8060,05415	1,06	0,78	4,62	4,08	712,10	149,54	861,64
250	994	Надземная	11335,19	1,06	0,78	4,62	4,08	8 226,86	1 727,64	9 954,49
300	80	Надземная	13554,6	1,06	0,78	4,62	4,08	791,76	166,27	958,03
80	50	Подземная канальная	15296,84	1,06	0,78	4,62	4,08	558,46	117,28	675,73
100	11	Подземная канальная	16517,63	1,06	0,78	4,62	4,08	132,67	27,86	160,53
125	190	Подземная канальная	19986,71	1,06	0,78	4,62	4,08	2 772,77	582,28	3 355,05
150	235	Подземная канальная	21177,48	1,06	0,78	4,62	4,08	3 633,80	763,10	4 396,90
175	55	Подземная канальная	22881,525	1,06	0,78	4,62	4,08	918,90	192,97	1 111,86
<b>Итого по котельной №41 (без НДС)</b>								<b>23 422,80</b>	<b>4 918,79</b>	<b>28 341,58</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>4 216,10</b>	<b>885,38</b>	<b>5 101,48</b>
<b>Итого по котельной №41 с НДС</b>								<b>27 638,90</b>	<b>5 804,17</b>	<b>33 443,07</b>
<b>Котельная №7, военный городок, пос. Пижма</b>										
50	126,7	Надземная	3047,06165	1,06	0,78	4,62	4,08	281,89	59,20	341,08
70	120,1	Надземная	3814,17545	1,06	0,78	4,62	4,08	334,47	70,24	404,71
80	245,3	Надземная	4427,9	1,06	0,78	4,62	4,08	793,07	166,55	959,62
100	20	Надземная	4741,07	1,06	0,78	4,62	4,08	69,23	14,54	83,77
125	26,5	Надземная	5909,11	1,06	0,78	4,62	4,08	114,34	24,01	138,35
50	57	Подземная канальная	11068,65	1,06	0,78	4,62	4,08	460,67	96,74	557,41

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 (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ТЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ТЕР-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.
80	10	Подземная канальная	12218,57	1,06	0,78	4,62	4,08	89,22	18,74	107,95
125	33,5	Подземная канальная	13662,23	1,06	0,78	4,62	4,08	334,18	70,18	404,36
<b>Итого по котельной №7 (без НДС)</b>								<b>2 477,08</b>	<b>520,19</b>	<b>2 997,26</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>445,87</b>	<b>93,63</b>	<b>539,51</b>
<b>Итого по котельной №7 с НДС</b>								<b>2 922,95</b>	<b>613,82</b>	<b>3 536,77</b>
<b>Итого по котельным Сусанинского сельского поселения (без НДС)</b>								<b>84 301,32</b>	<b>17 703,28</b>	<b>102 004,59</b>
<b>НДС (18%)</b>								<b>15 174,24</b>	<b>3 186,59</b>	<b>18 360,83</b>
<b>Итого по котельным Сусанинского сельского поселения с НДС</b>								<b>99 475,55</b>	<b>20 889,87</b>	<b>120 365,42</b>
<i>в том числе котельные ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" без НДС</i>								<i>81 824,24</i>	<i>17 183,09</i>	<i>99 007,33</i>
<b>НДС (18%)</b>								<b>14 728,36</b>	<b>3 092,96</b>	<b>17 821,32</b>
<b>Итого котельные ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" с НДС</b>								<b>96 552,61</b>	<b>20 276,05</b>	<b>116 828,65</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 Сусанинского 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 Сусанинского 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 Сусанинского 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 Сусанинского 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 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» представлен в таблице 10.2.

Расчет эффективности инвестиций ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» представлен в таблице 10.3.

**Таблица 10.2.** Расчет эффективности инвестиций ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»

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																		
Мазут (нефтепродукты)		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
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 мазутного топлива в прогнозных ценах	руб/т	13 181,8	14 064,98	14 880,75	15 327,17	14 760,07	16 191,79	17 713,82	18 581,80	19 548,05	20 310,43	20 858,81	21 338,56	21 765,33	22 157,11	22 157,11	23 109,86	23 202,30
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.	14 630	22 106	17 708	13 119	22 329	16 023	22 319	33 408	29 662	27 445	26 332	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	14 630	22 106	17 708	13 119	22 329	16 023	10 616	7 076	3 330	1 112	-	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	11 703	26 332	26 332	26 332	26 332	-	-	-	-	-	-
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	14 630	22 106	17 708	13 119	22 329	16 023	26 272	43 694	41 186	40 059	39 959	-	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии котельной №15	Гкал	1285,29	1407,55	1407,55	1407,55	1407,55	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34	1123,34
Выработка тепловой энергии котельной №26	Гкал	6502,49	7507,24	7507,24	7507,24	8745,44	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84	7668,84
Выработка тепловой энергии котельной №39	Гкал	2916,85	2892,82	2892,82	2892,82	2892,82	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53	2509,53
Выработка тепловой энергии котельной №41	Гкал	9945,45	10990,59	11301,14	11611,69	12071,29	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17	11101,17
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №15	Гкал	-	-	-	-	-	-	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62	278,62
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №26	Гкал	-	-	-	-	-	-	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97	1107,97
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №39	Гкал	-	-	-	-	-	-	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77	375,77
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №41	Гкал	-	-	-	-	-	-	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98	1551,98
Годовые затраты на топливо до реконструкции котельной №15	тыс. руб.	3 348,69	3 912,93	4 139,88	4 264,07	4 106,30	3 595,05	3 932,99	4 125,70	4 340,24	4 509,51	4 631,26	4 737,78	4 832,54	4 919,53	4 919,53	5 131,06	5 151,59



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
Годовые затраты на топливо до реконструкции котельной №26	тыс. руб.	10 861,52	13 379,99	14 156,03	14 580,71	16 357,10	15 734,79	17 213,86	18 057,34	18 996,32	19 737,18	20 270,08	20 736,29	21 151,02	21 531,74	21 531,74	22 457,60	22 547,43
Годовые затраты на топливо до реконструкции котельной №39	тыс. руб.	7 076,41	7 488,32	7 922,64	8 160,32	7 858,39	7 478,44	8 181,42	8 582,31	9 028,59	9 380,70	9 633,98	9 855,56	10 052,67	10 233,62	10 233,62	10 673,67	10 716,36
Годовые затраты на топливо до реконструкции котельной №41	тыс. руб.	7 259,62	8 198,06	8 838,27	9 504,88	10 322,35	9 903,13	10 284,17	10 635,16	10 957,30	11 260,48	11 562,59	11 863,54	12 151,96	12 423,16	12 681,42	12 932,99	13 189,67
Годовые затраты на топливо после реконструкции котельной №15	тыс. руб.	-	871,98	914,24	956,90	999,63	832,27	864,30	893,79	920,87	946,35	971,73	997,03	1 021,27	1 044,06	1 065,76	1 086,90	1 108,48
Годовые затраты на топливо после реконструкции котельной №26	тыс. руб.	3 942,03	4 650,72	4 876,13	5 103,66	6 210,93	5 681,77	5 900,39	6 101,76	6 286,58	6 460,53	6 633,86	6 806,53	6 972,00	7 127,60	7 275,77	7 420,10	7 567,37
Годовые затраты на топливо до реконструкции котельной №39	тыс. руб.	1 768,29	1 792,10	1 878,96	1 966,63	2 054,45	1 859,29	1 930,83	1 996,72	2 057,20	2 114,13	2 170,85	2 227,35	2 281,50	2 332,42	2 380,90	2 428,13	2 476,33
Годовые затраты на топливо после реконструкции котельной №41	тыс. руб.	-	-	-	-	8 572,92	8 224,75	8 541,21	8 832,72	9 100,26	9 352,06	9 602,96	9 852,91	10 092,45	10 317,68	10 532,18	10 741,11	10 954,29
Экономия затрат на топливо за счет снижения УРУТ	тыс. руб.	12 228	17 466	18 549	18 978	20 806	20 113	22 376	23 576	24 958	26 015	26 719	27 309	27 821	28 286	28 112	29 519	29 499
Экономия затрат на топливо за счет перекладки сетей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	2 550	2 637	2 717	2 792	2 867	2 942	3 013	3 080	3 144	3 207	3 270
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-2 402	-4 639	841	5 858	-1 522	4 090	-1 346	-17 482	-13 512	-11 252	-10 373	30 251	30 834	31 367	31 256	32 726	32 769
Нарастающим итогом	тыс. руб.	-2 402	-7 041	-6 200	-342	-1 864	2 226	880	-16 602	-30 114	-41 365	-51 739	-21 488	9 347	40 713	71 969	104 695	137 464
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	-2 402	-4 217	695	4 402	-1 040	2 540	-760	-8 971	-6 303	-4 772	-3 999	10 603	9 825	9 086	8 231	7 834	7 132
Нарастающим итогом	тыс. руб.	-2 402	-6 619	-5 924	-1 523	-2 563	-23	-783	-9 754	-16 057	-20 829	-24 828	-14 225	-4 401	4 685	12 916	20 750	27 882
NPV	тыс. руб.	<b>27 882</b>																
IRR	%	<b>23,54%</b>																
Простой срок окупаемости	лет	<b>13</b>																
Дисконтированный срок окупаемости	лет	<b>14</b>																

**Таблица 10.3.** Расчет эффективности инвестиций ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»

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																		
Угольное топливо		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
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 угольного топлива в прогнозных ценах	руб/т	2 888,9	3 108,48	3 322,96	3 475,82	3 531,43	3 669,16	3 889,31	4 021,54	4 182,41	4 324,61	4 437,05	4 552,41	4 698,09	4 768,56	4 801,94	4 936,39	4 951,20
Цена природного газа в прогнозных ценах	руб/тыс. м3	4 060,03	4 148,87	4 349,95	4 552,93	4 756,25	4 961,85	5 152,76	5 328,62	5 490,02	5 641,93	5 793,30	5 944,09	6 088,59	6 224,48	6 353,87	6 479,92	6 608,53
Капитальные затраты СЦТ котельных в т.ч.:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	6 947	6 946	5 210	4 053	2 318	387	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	6 602	6 171	4 435	3 278	1 543	387	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	344,5	775,1	775,1	775,1	775,1	-	-	-	-	-	-
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	7 063	7 248	5 549	4 424	2 719	387	-	-	-	-	-
Выработка тепловой энергии котельной №7	Гкал	1659,69	1659,69	1736,78	1736,78	1736,78	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14	1544,14
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №7	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Затраты на топливо до реконструкции котельной	тыс.руб.	2 253	2 424	2 712	2 837	2 882	2 662	2 822	2 918	3 035	3 138	3 220	3 303	3 409	3 460	3 484	3 582	3 593
Затраты на топливо после реконструкции котельной	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-	1 094	1 131	1 166	1 198	1 230	1 262	1 293	1 322	1 349	1 376	1 403
Экономия затрат на топливо за счет снижения УРУТ	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	1 728	1 787	1 869	1 940	1 989	2 041	2 116	2 138	2 135	2 206	2 189
Экономия затрат на топливо за счет перекладки сетей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	128	132	136	140	144	147	151	154	157	161	164
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-5 207	-5 330	-3 544	-2 345	-586	1 802	2 267	2 293	2 293	2 367	2 353
Нарастающим итогом	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-5 207	-10 537	-14 081	-16 426	-17 012	-15 210	-12 943	-10 650	-8 358	-5 991	-3 638
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-2 939	-2 735	-1 653	-994	-226	632	722	664	604	567	512
Нарастающим итогом	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-2 939	-5 674	-7 328	-8 322	-8 548	-7 916	-7 194	-6 530	-5 926	-5 360	-4 848
NPV	тыс. руб.	<b>-4 848</b>																
IRR	%	<b>0%</b>																
Простой срок окупаемости	лет	-																
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-																

В результате расчетов показателей экономической эффективности инвестиций в мероприятия по модернизации системы теплоснабжения получены результаты, представленные в таблице 10.4.

**Таблица 10.4.** Результаты расчетов показателей экономической эффективности инвестиций в мероприятия по модернизации системы теплоснабжения

Наименование показателя	ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»	ОАО «Ремонтно-Эксплуатационное управление»
NPV, тыс. руб.	27 882	-4 848
IRR, %	23,54%	0%
Простой срок окупаемости	13	не достигаются в рассматриваемый период
Дисконтированный срок окупаемости	14	

На основании результата расчетов можно сделать вывод о том, что предлагаемые мероприятия по СЦТ котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» экономически эффективны. За счет снижения удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии, снижения тепловых потерь в сетях, а также за счет использования более дешевого топлива (при переводе котельных на газ) окупаемость мероприятий достигается к 2027 году.

При этом необходимо отметить, что предлагаемые мероприятия по СЦТ котельной №7 в пос. Пижма 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 Сусанинского 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 Сусанинском сельском поселении для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» составляет 2111,6 руб./Гкал в 2014 году, для абонентов ОАО «Ремонтно-Эксплуатационное управление» - 2459,83 руб./Гкал.

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 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» при реализации программ строительства и реконструкции систем теплоснабжения приведен в таблице 10.5.

Расчет тарифных последствий для потребителей ОАО «Ремонтно-Эксплуатационное управление» при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведен в таблице 10.6.

В результате проведенных расчетов получено, что в случае отказа от проведения мероприятий по модернизации системы теплоснабжения Сусанинского сельского поселения тарифы на тепловую энергию будут изменяться следующим образом:

- Для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3991,2 руб./Гкал в 2030 г;
- Для абонентов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» с 2459,83 руб./Гкал в 2014 г. до 4649,3 руб./Гкал.

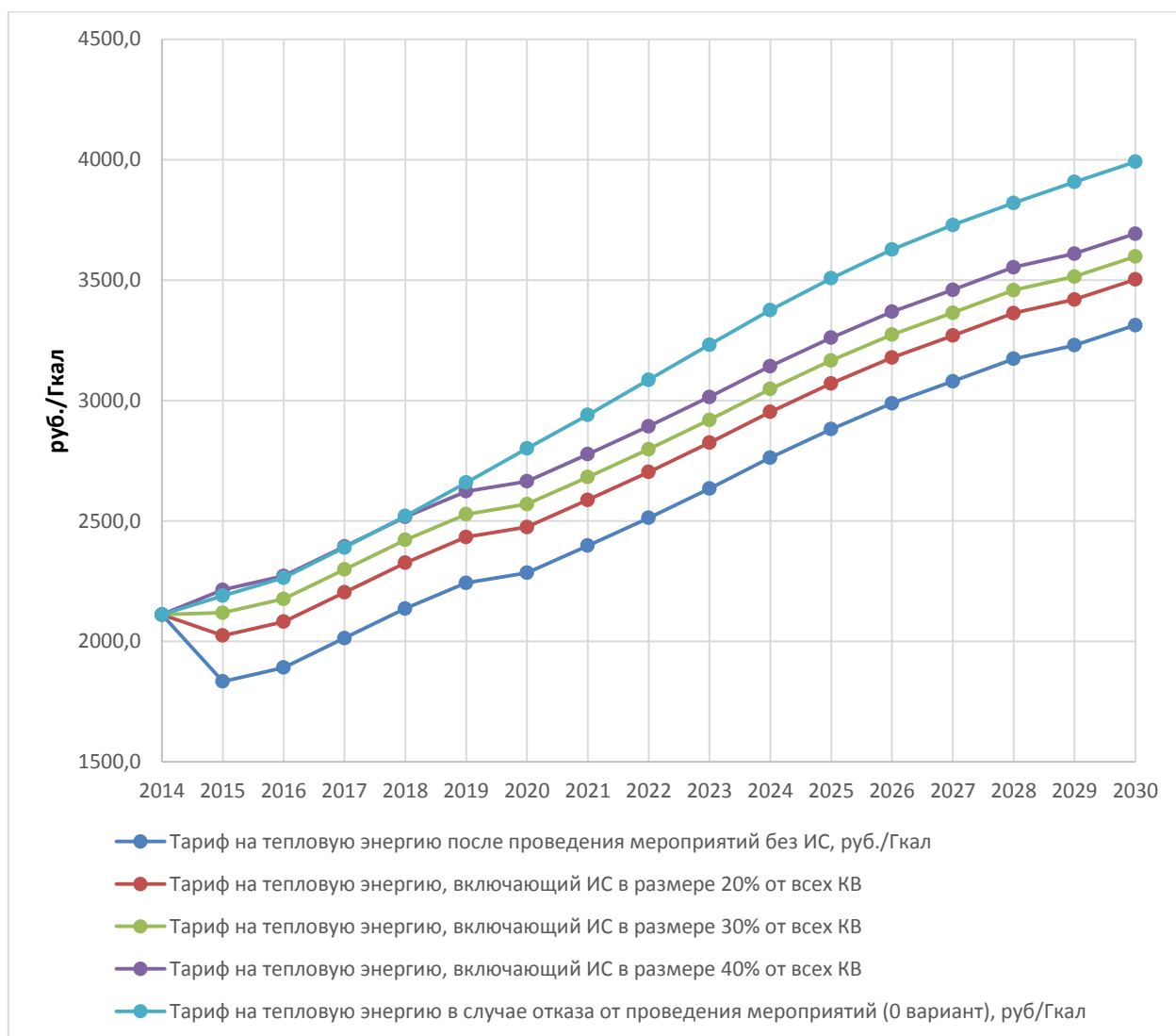
Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- Для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3312,7 руб./Гкал в 2030 г;
- Для абонентов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» с 2459,83 руб./Гкал в 2014 г. до 3856,2 руб./Гкал.

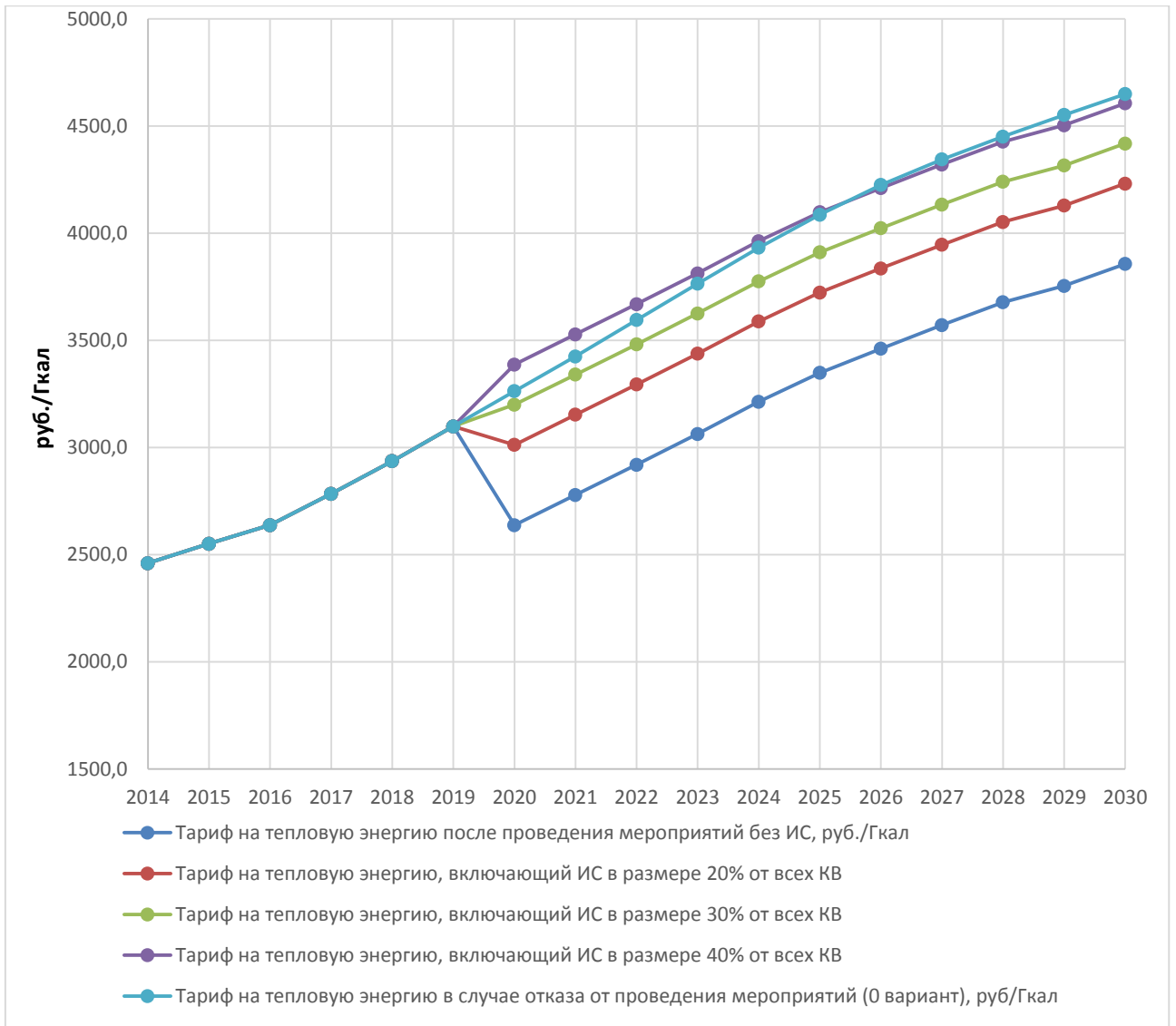
При включении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться:

- Для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3692,7 руб./Гкал в 2030 г;
- Для абонентов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» с 2459,83 руб./Гкал в 2014 г. до 4605,5 руб./Гкал.

График изменения тарифа для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» представлен на рисунке 10.1, график изменения тарифа для абонентов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» представлен на рисунке 10.2.



**Рисунок 10.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»**



**Рисунок 10.2. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию для абонентов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»**

**Таблица 10.5.** Ценовые последствия для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%)

Наименование	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	17088,4	17529,2	17768,2	18969,1	19447,2	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8	19966,8
Всего капиталовложений, тыс.руб. (с НДС)	14629,6	22105,6	17708,2	13119,5	22328,6	16023,0	26272,1	43694,5	41186,1	40058,5	39959,0	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	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	1834,4	1891,9	2014,0	2136,7	2243,3	2285,0	2397,6	2513,3	2634,8	2763,0	2881,3	2988,6	3079,7	3173,4	3229,7	3312,7
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	36084,5	32156,0	33616,1	38204,0	41552,3	44791,5	45624,7	47871,6	50181,7	52609,1	55167,5	57531,4	59672,0	61491,1	63362,3	64486,7	66144,9
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, млн.руб.	36084,5	35485,9	36991,4	41807,4	45246,5	48584,5	49417,7	51664,5	53974,6	56402,0	58960,5	61324,3	63465,0	65284,0	67155,2	68279,6	69937,8
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ	2111,6	2024,4	2081,9	2204,0	2326,6	2433,3	2475,0	2587,5	2703,2	2824,8	2952,9	3071,3	3178,5	3269,6	3363,3	3419,7	3502,7
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, млн.руб.	36084,5	37150,9	38679,1	43609,1	47093,6	50480,9	51314,2	53561,0	55871,1	58298,5	60856,9	63220,8	65361,5	67180,5	69051,7	70176,1	71834,3
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ	2111,6	2119,4	2176,9	2299,0	2421,6	2528,2	2570,0	2682,5	2798,2	2919,8	3047,9	3166,3	3273,5	3364,6	3458,3	3514,6	3597,7
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, млн.руб.	36084,5	38815,8	40366,7	45410,9	48940,8	52377,4	53210,6	55457,5	57767,6	60195,0	62753,4	65117,3	67257,9	69077,0	70948,2	72072,6	73730,8
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ	2111,6	2214,4	2271,9	2393,9	2516,6	2623,2	2665,0	2777,5	2893,2	3014,8	3142,9	3261,3	3368,5	3459,6	3553,3	3609,6	3692,7

**Таблица 10.6.** Ценовые последствия для абонентов ОАО «Ремонтно-Эксплуатационное управление» при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%)

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	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2	1376,2
Всего капиталовложений, тыс.руб. (с НДС)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7063,1	7248,3	5549,3	4424,4	2718,8	386,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб/Гкал	2459,8	2550,8	2637,6	2783,9	2936,6	3098,3	3262,9	3425,1	3595,1	3764,0	3932,1	4086,0	4225,0	4343,9	4450,4	4551,5	4649,3
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2459,8	2550,8	2637,6	2783,9	2936,6	3098,3	2637,5	2778,4	2919,3	3063,1	3213,2	3348,5	3460,9	3571,3	3677,8	3753,9	3856,2
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	3385,3	3510,6	3629,9	3831,4	4041,4	4264,0	3629,9	3823,8	4017,7	4215,6	4422,1	4608,3	4763,1	4914,9	5061,5	5166,3	5307,1
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, млн.руб.	3385,3	3510,6	3629,9	3831,4	4041,4	4264,0	4145,5	4339,4	4533,3	4731,1	4937,7	5123,9	5278,7	5430,5	5577,1	5681,9	5822,7
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ	2459,8	2550,8	2637,6	2783,9	2936,6	3098,3	3012,2	3153,1	3294,0	3437,7	3587,8	3723,1	3835,6	3945,9	4052,4	4128,6	4230,9
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, млн.руб.	3385,3	3510,6	3629,9	3831,4	4041,4	4264,0	4403,3	4597,2	4791,1	4988,9	5195,5	5381,7	5536,5	5688,3	5834,9	5939,7	6080,5
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ	2459,8	2550,8	2637,6	2783,9	2936,6	3098,3	3199,5	3340,4	3481,3	3625,0	3775,2	3910,4	4022,9	4133,2	4239,7	4315,9	4418,2
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, млн.руб.	3385,3	3510,6	3629,9	3831,4	4041,4	4264,0	4661,1	4855,0	5048,9	5246,7	5453,3	5639,5	5794,3	5946,1	6092,7	6197,5	6338,3
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ	2459,8	2550,8	2637,6	2783,9	2936,6	3098,3	3386,8	3527,7	3668,6	3812,4	3962,5	4097,8	4210,2	4320,5	4427,1	4503,2	4605,5



## **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 о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению

гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации,

имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

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 Сусанинского сельского поселения в пос. Сусанино, пос. Семрино и пос. Кобралово деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района».

На территории Сусанинского сельского поселения в военном городке №60255 пос. Пижма деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление».

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается в пос. Сусанино, пос. Семрино и пос. Кобралово наделить статусом единой теплоснабжающей организации ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района». В военном городке №60255 пос. Пижма предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление».