

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерный институт
Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Студента _____ Бурякова Ксения Алексеевна

Направления 08.04.01 - Строительство, направленность (профиль) _____

«Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий» _____

Защищена

Тема Технический уровень и направления развития централизованных

систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г. _____

Распоряжение об утверждении темы ВКР по инженерному институту

от « 16 » марта 2020 г. № 31-р/14-03

Пояснительная записка 146 листов

Подпись лица, принявшего
документы _____

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерный институт
Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости**

**Утверждена распоряжением по институту
Допущена к защите
от «16» марта 2020 г. № 31-р/14-03
июня 2020 г.**

«14»

**Зав. кафедрой
теплогазоснабжения и
экспертизы недвижимости
д-р техн. наук, доцент
Н.И. Стоянов**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**Технический уровень и направления развития
централизованных
систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г.**

**Рецензент:
М.Ю. Филатов
Алексеевна
Начальник
СТР-м-о-18-2
котельной СКФУ**

**Выполнил:
Бурякова Ксения
студент 2 курса, группы
направления 08.04.01 Строительство,
направленность (профиль)
«Теплогазоснабжение населенных
мест и предприятий», очной формы
обучения**

**Дата защиты
« 27 » июня 2020 г.**

**Научный руководитель:
С.А. Гаран
канд. экон. наук, доцент кафедры
теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости**

Оценка _____

Нормоконтролер:
_____ **Н.И. Стоянов**
д-р техн. наук, доцент, зав. кафедрой
теплогазоснабжения и экспертизы
недвижимости

Ставрополь, 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Инженерный институт
Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости
Направление 08.04.01 Строительство
Магистерская программа «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой
теплогазоснабжения и
экспертизы недвижимости

Н.И. Стоянов

_____ "03" февраля 2020 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Студент **Бурякова Ксения Алексеевна** группа **СТР-м-о-18-2**

1.Тема: Технический уровень и направления развития
централизованных
систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г.

Утверждена распоряжением по институту 31-р/14-03 от « 16 »
марта 2020 г.

2.Срок представления диссертации к защите "14" июня 2020 г.

3.Исходные данные для научного исследования Научное направление кафедры «Технологии новых и возобновляемых источников энергии». Результаты собственных исследований.

4.Содержание магистерской диссертации:

4.1 Состояние и перспектива развития теплоснабжения в России

4.2 Разработка математической модели режимов отпуска тепла при повышенных параметрах теплоносителя

4.3 Технологическая часть

4.4 Оптимизация температурных графиков отпусков тепла для источников теплоснабжения г.Ставрополь

4.5 Критерии технико-экономической эффективности строительства тепловых сетей

Приложение к магистерской диссертации Автореферат

Дата выдачи задания «03» февраля 2020 г.

Руководитель магистерской диссертации _____ С.А.

Таран

Задание к исполнению принял "03" февраля 2020 г. _____ К.А.

Бурякова

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерный институт

Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

Направление 08.04.01 Строительство

Магистерская программа «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Фамилия, имя, отчество (полностью) Бурякова Ксения Алексеевна _____

Тема ВКР: Технический уровень и направления развития централизованных _____ систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г. _____

Руководитель С.А. Таран

канд. экон. наук, доцент кафедры теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

№	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения работы	Примечание
1	Историческая ретроспектива развития систем теплоснабжения	06.04.2020 г.	
2	Основные характеристики и структура централизованных систем теплоснабжения	13.04.2020 г.	
3	Характеристика объекта исследования	20.04.2020 г.	
4	Исследование процессов теплообмена на теплотрассе жилого района в целях реализации программы энергосбережения	27.04.2020 г.	
5	Критерии технико-экономической эффективности строительства тепловых сетей	04.05.2020 г.	

6	Автореферат	11.05.2020 г.	

Научный руководитель _____ С.А. Таран
 Зав. кафедрой _____ Н.И. Стоянов

«03» февраля 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Инженерный институт
Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ
о научно-исследовательской работе студента,
выполнившего ВКР

Студент **Бурякова Ксения Алексеевна** группа **СТР-м-о-18-2**

1.Тема: Технический уровень и направления развития централизованных систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г.

2.Заключение о степени соответствия ВКР теме, утвержденной приказом ректора Выбранная студентом тема магистерской диссертации является актуальной и выполнена по критической технологии - энергосбережение (использование возобновляемых источников энергии). Магистерская диссертация выполнена в полном соответствии с выданным заданием, в сроки, согласно утвержденному графику. Объем магистерской диссертации соответствует требованиям нормативных документов, действующим в университете. Диссертация оформлена в соответствии с требованиями, установленными нормативными документами.

3.Оценка работы студента над ВКР В ходе работы над магистерской диссертацией, студент проявил настойчивость и самостоятельность при выборе методики исследования, студентом выбраны наиболее прогрессивные решения, существующие в отечественной и зарубежной практике на сегодняшний день, что подтверждается проведенными исследованиями на кафедре и достаточно широким списком использованной отраслевой литературы и собственными публикациями.

4.Оценка студента как специалиста: Теоретическая и практическая подготовка студента хорошая, что подтверждается самостоятельностью студента в работе над диссертацией, надежностью и достоверностью

выполненных расчетов и результатов самостоятельных экспериментальных исследований, их теоретическим обоснованием. Работа представляет научную и практическую ценность, и ее результаты рекомендуются к внедрению.

5. Общая характеристика студента: студент обладает высокими моральными и деловыми качествами, пользуется заслуженным авторитетом среди студентов группы.

6. Замечания руководителя: замечаний нет

7. Заключение и оценка ВКР (соответствует или не соответствует предъявляемым требованиям, оценка: отлично, хорошо, удовлетворительно): Выполненная магистерская диссертация соответствует требованиям, установленным Государственным образовательным стандартом к выпускным квалификационным работам и заслуживает оценки отлично.

Заключение о присвоении квалификации / степени (заслуживает или не заслуживает присвоения квалификации) Студент соответствует уровню высшего образования – «Магистратура».

Должность, фамилия, имя отчество, ученое звание, степень руководителя: Таран С.А., канд. экон. наук, доцент кафедры теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

Подпись

руководителя

Дата «16» июня 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерный институт
Кафедра теплогазоснабжения и экспертизы недвижимости

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КАФЕДРЫ О ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Выпускная квалификационная работа просмотрена.
По результатам предзащиты студента заочной формы обучения **Бурякова К.А.** направление **08.04.01 Строительство, направленность (профиль) «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»** может быть допущена к защите ВКР на тему: Технический уровень и направления развития централизованных систем теплоснабжения г. Ставрополя на период до 2029 г. в Государственной аттестационной комиссии.

Зав. кафедрой _____ Н.И. Стоянов « _____ » _____ 2020 г

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

1.1 Анализ состояния и перспектив развития центральной системы теплоснабжения в России

1.2 Повышение эффективности коммунальных систем теплоснабжения малых городов России путем сооружения ТЭЦ с газотурбинными и газопоршневыми установками

Основные выводы

2. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ОТПУСКА ТЕПЛА ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ПАРАМЕТРАХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

2.1 Постановка задачи расчета переменных режимов отпуска тепла

2.2 Отопительные температурные графики качественного и количественного регулирования

2.3 Совместное регулирование отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение

Основные выводы

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Характеристика объекта

3.2 Определение структуры проектируемого района города и расчет тепловых нагрузок по всем видам теплопотребления

3.3 Определение годового расхода тепла на коммунально-бытовые нужды

3.4 Определение годовой потребности топлива для покрытия расчетных тепловых нагрузок района

- 3.5 Регулирование отпуска тепла
 - 3.5.1 Выбор вида регулирования
 - 3.5.2 Построение температурного графика
- 3.6 Гидравлический расчет и гидравлический режим системы теплоснабжения
 - 3.6.1 Определение расчетных расходов теплоносителя
 - 3.6.2 Гидравлический расчет тепловой сети
- 3.7 Построение пьезометрического графика
- 3.8 Выбор сетевых и подпиточных насосов
- 3.9 Механический и тепловой расчет трубопроводов теплосети
 - 3.9.1 Механический расчет
 - 3.9.2 Тепловой расчет
- 3.10 Расчет температурных компенсаторов
 - 3.10.1 Участок с «П»-образным компенсатором с гнутыми гладкими отводами.
 - 3.10.2 Расчет «Г»-образного участка трубопровода с углом поворота 90° с учетом гибкости отводов.
- 3.11 Опоры трубопроводов и их расчет
 - 3.11.1 Расчет неподвижных опор
 - 3.11.2 Расчет подвижных опор
- 3.12 Выбор основного теплоподготовительного оборудования источника тепла

Основные выводы

4 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ГРАФИКОВ ОТПУСКА ТЕПЛА ДЛЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

г. СТАВРОПОЛЯ

- 4.1 Разработка температурных графиков для планировочных

районов города

4.2 Предложения по наращиванию перспективной установленной

тепловой мощности котельных

Основные выводы

5. КРИТЕРИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1 Локальные сметы на проведение работ по главной магистрали

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Повышение цен на традиционные энергоносители (углеводороды) и ужесточение требований к охране окружающей среды порождают все больший интерес производителей и потребителей тепловой и электрической энергии к использованию энергосберегающих технологий и реализации постановлений правительства России «Об энергосбережении».

Энергетика является основой экономики и существования любого цивилизованного государства. Россия располагает третью запасов газа в мире, пятой частью угля и десятой частью мировых запасов нефти. Роль страны на мировых энергетических рынках в значительной мере определяет ее позиции в глобальном экономическом и геополитическом пространстве.

Не менее важно значение энергетического сектора и для развития внутреннего хозяйства России: топливно-энергетический комплекс (ТЭК) был и остается фундаментом экономики страны. Перспективы развития промышленности непосредственным образом зависят от энергетического сектора: на его долю приходится более 20 % валового внутреннего продукта (ВВП), более 30 % доходов и более половины доходов федерального бюджета (20 %), почти 55 % валютных поступлений, более четверти объема промышленного производства [1].

Однако энергоемкость валового продукта в РФ в два – три раза выше, чем в промышленно развитых странах, а в расчете на единицу потребительских услуг потребляется в три – четыре раза больше энергии, при этом, выброс

вредных веществ больше в пять - шесть раз. Энергоемкость национального дохода особенно резко возросла в девяностые годы XX-го века при значительном снижении объемов промышленного производства.

Расточительное энергопотребление и высокая энергоёмкость валового продукта складывается из элементов энергетической цепи: производство, транспортировка и непосредственное использование энергии на местах потребления в теплоиспользующих аппаратах.

Потери при транспортировке тепловой энергии от источника к потребителю являются одним из существенных факторов снижения общей энергоэффективности производства.

Централизованная схема теплоснабжения сегодня является доминирующим видом транспортировки тепла в России, так как на ее долю приходится порядка 70 – 80 % потребляемого абонентами тепла [2].

Действующие в настоящее время нормативы тепловых потерь, зафиксированные в СНиП [3, 4], определяют их величину в пределах 8 – 10 % от тепловой нагрузки системы. Для крупных жилых районов городов современной индустриальной застройки эти потери в абсолютных величинах могут достигать нескольких МВт, что соизмеримо с расходами на теплоснабжение 10 – 15 многоэтажных жилых зданий.

Следовательно, снижение теплотерь при транспортировке является важнейшей народнохозяйственной задачей, отвечающей задачам государственной политики по энергосбережению.

Теплоснабжение такой северной страны, как Россия должно относиться к числу важнейших приоритетов государственной экономической и энергетической политики. При этом основной задачей является создание системы, обеспечивающей скоординированную работу различных государственных и частных организаций в интересах потребителей. После создания такой системы за государством должна оставаться разработка стратегических направлений развития теплоснабжения, анализ возможных проблем и поиск путей их решения, а также государственный надзор.

Поскольку теплоснабжение в России имеет большое социальное значение, повышение его надёжности, качества и экономичности является безальтернативной задачей. Любые сбои в обеспечении населения и промышленных потребителей теплом негативным образом воздействуют на экономику страны и усиливают социальную напряженность. Поэтому в рассматриваемой перспективе государство должно оставаться важнейшим субъектом экономических отношений в отрасли.

Проектирование систем теплоснабжения городов России представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития города Ставрополя, и в первую очередь, его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Энергетический кризис во многих развитых странах в конце XX-го века дал толчок к повышению эффективности

использования энергии. Повышение эффективности достигнуто за счет разработок новых высокоэффективных образцов теплоиспользующего оборудования, использования рыночных механизмов, таких как разработка законов, определивших правовые нормы разработки и реализации политики государства по повышению эффективности использования энергии. В России в этом отношении был допущен технологический и правовой пробел, что и стало причиной отставания в области развития технологий энергосбережения.

Поддержание на высоком уровне производства и наращивание потребления энергии в России вместо снижения удельных энергозатрат требует значительных финансовых вложений и неблагоприятно сказывается на экономической обстановке.

Доля энергозатрат в себестоимости продукции и услуг составляет в среднем в промышленности – 18 %, а в ряде масштабных производств – 40 % и даже 60 %, в сельском хозяйстве – 11 %, на транспорте – 17 %.

Расчеты аналитиков в области энергоемкости производства показывают, что **затраты на энергосбережение в среднем в 5 раз менее капиталоемкие, чем проекты по наращиванию производства энергии.**

Потенциал энергосбережения составляет около 40 % всего энергопотребления России.

Цель исследований. Формирование набора компетенций ОК-1 ÷ ОК-3; ОПК-1 ÷ ОПК-12; ПК-1 ÷ ПК-20 будущего магистра по направлению подготовки 08.04.01 Строительство:

- способностью использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и научно-производственных работ, в управлении коллективом, влиять на формирование целей команды, воздействовать на ее социально-психологический климат в нужном для достижения целей направлении, оценивать качество результатов деятельности, способностью к активной социальной мобильности (ОПК-3);

- способность демонстрировать знания фундаментальных и прикладных дисциплин программы магистратуры (ОПК-4);

- способность использовать углубленные теоретические и практические знания, часть которых находится на передовом рубеже данной науки (ОПК-5);

- способность организовать работы по осуществлению авторского надзора при производстве, монтаже, наладке, сдачи в эксплуатацию продукции и объектов производства (ПК-16);

- умение разрабатывать программы инновационной деятельности, организовать переподготовку, повышение квалификации и аттестации, а также тренинг персонала в области инновационной деятельности (ПК-17).

Задачи исследования связанные с формированием компетенций:

- анализ научных и технических достижений, а также существующих технологий и установок в области транспортировки теплоносителей в системах теплоснабжения объектов ЖКХ;

- выявление основных факторов, влияющих на экономичность, качество и энергетическую эффективность работы централизованных тепловых сетей;

- проведение аналитических исследований по определению характеристик теплотехнического оборудования, оказывающих влияние на качество теплоснабжения и энергетическую эффективность работы тепловых сетей;

- разработка и анализ перспективной централизованной системы теплоснабжения г. Ставрополя

Исследуемые явления. Технологии централизованного теплоснабжения. Процессы теплопередачи на трубопроводах теплотрасс систем централизованного теплоснабжения.

Объект исследования. Схемы и технологии систем централизованного теплоснабжения.

Методы исследования. В работе использованы методы теории подобия, интегрального и дифференциального исчисления, математической статистики и математического моделирования, методы оптимизации и системный анализ.

Публикации. По теме диссертации опубликована 1 работа.

Структура и объем работы: введение, 5 глав, заключение, список литературы из 24 наименований. Общий объем диссертационной работы 155 с., включая 15 таблиц и 23 рисунка.

1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

1.1 Анализ состояния и перспектива развития централизованной системы теплоснабжения в России

Теплоснабжение, несмотря на высокую социальную, экономическую и энергетическую значимость, является совершенно не скоординированной частью топливно-энергетического комплекса России. Критическая ситуация в теплоснабжении страны требует совместного решения энергетических, экономических и организационных проблем.

Обеспечение России тепловыми нуждами далеко выходит за пределы отраслевой энергетической задачи. Неэффективное теплоснабжение привело к большому перерасходу энергетических, материальных и финансовых ресурсов, сделало экономически не выгодной теплофикацию, стало препятствием в проведении реформы ЖКХ. Сбои в обеспечении теплом зимой регулярно становятся для многих жителей страны физическим и моральным страданием.

В России производится свыше 2 млрд Гкал тепла и на это расходуется более 400 млн т. у. т. (включая работу котельных и расход топлива на электроэнергию, идущую на перекачку теплоносителя в системе центрального теплоснабжения (СЦТ)), или около 43 % всех первичных энергоресурсов, использованных в 2000 году внутри страны. По сравнению с 1990 годом производство тепла снизилось примерно на 20 % из-за сокращения его расхода на производственно-технологические нужды при одновременном росте потребления тепла населением и социальной сферой.

В СЦТ, где производится 71,5 % всего тепла в стране, на котельные приходится свыше 49,2 %, а на тепловые электростанции – около 45,3 %. Остальное тепло поступает от других источников (АЭС, электробойлерных и др.). В децентрализованном секторе снабжения (28,4 % производства тепла) доля котельных составляет примерно 1/3, а различных автономных теплогенераторов – 2/3.

Теплоснабжение – самый энергоемкий, но в тоже время и самый энергорасточительный сегмент национальной экономики – на сегодняшний находится в критическом состоянии на всех этапах от потребления до производства тепла.

Главными потребителями тепла в СЦТ общего пользования являются 73 % населения, а так же основная часть социальной сферы страны. Их доля в потреблении тепла составляет 54 %. Из этого делаем вывод, теплоснабжение – социально значимый сегмент в энергетическом комплексе России. Именно этот фактор является определяющим при выборе решений о развитии и совершенствовании теплоснабжения.

Одна из основных причин критического положения состоит в проявлении последствий государственного решения об улучшении жилищных условий граждан, принятого в конце 50-х годов XX века. Оно было осуществлено за счет быстрого строительства зданий со сниженными тепловыми характеристиками и рассредоточенным расположением домов на свободных территориях в городах. За 1950–1995 годы жилищный фонд России вырос в 6,3 раза. Это позволило многим решить острые жилищные вопросы того периода.

Но, как следствие, произошел рост потерь тепла в зданиях. Для жилищного фонда, построенного до 1995 года, характерные потери тепла в 3 раза выше, чем установленные в 2001 году Строительными нормами и правилами для новых зданий. Вместе со строительством зданий массово сооружались СЦТ с плохо изолированными протяженными теплотрассами, что удорожало их эксплуатацию и сокращало срок службы. На сегодняшний день трубопроводы требуют замены уже через 6–8 лет (срок эксплуатации должен составлять 20–25 лет при нормальной конструкции и эксплуатации).

Принятое в 50-х годах решение основывалось на дешевизне энергоресурсов в стране в то время. Предполагалось, что эксплуатация теплорасточительных домов не превысит 25 лет. Однако такие здания на сегодняшний день составляют большую часть жилищного фонда городов России. В современных условиях, когда цена энергии и потери тепла многократно выросли, они стали энергетически и экономически невыгодными.

В дальнейшем доля населения и социальной сферы в структуре потребления тепла будет увеличиваться как за счет роста строительства общественных зданий и жилых домов, так и из-за перехода экономически устойчивых структур к теплоснабжению зданий от собственных источников и отказа от СЦТ общего пользования. Эта тенденция уже набирает высокие обороты. В результате в СЦТ экономическая нагрузка постоянно переносится на социальных потребителей тепла.

Население с учетом компенсаций и льгот уже оплачивает 83 % услуг ЖКХ, а без них – 52 % [1]. Большая

часть оплаты приходится на энергетическое обслуживание жилищ. Роль оплаты тепла населением в перспективе будет постоянно возрастать как источник средств для обеспечения функционирования и развития теплоснабжения.

Не стоит забывать, что максимально допустимая доля платы граждан за все жилищно-коммунальные услуги в семейном доходе не может превышать 22 % [2], а ее предел установлен на уровне 25 % [3]. Поэтому повышение тарифов и цен на энергию для населения жестко ограничено.

Дальнейшее увеличение денежных поступлений от населения для финансирования напрямую зависит от уровня и темпов роста благосостояния граждан страны. Именно с этим фактором связаны надежность работы и устойчивость развития теплоснабжения. Однако сегодня большая часть семей не может из своего бюджета полностью оплатить поставляемые им объемы тепла, которые необходимы для нормальной жизнедеятельности.

Этот разрыв между возможным и требуемым для населения уровнями оплаты возник не в результате реформы экономики страны и ее ЖКХ, а достался по наследству населению России от социальной политики, которая проводилась в Советском Союзе. Как отмечено в [4], по обеспеченности общей жилой площадью в расчете на одного человека, развитию канализации, водопровода, электро- и теплоснабжения Россия имеет показатели стран с высокими душевыми доходами. В то же время среднедушевой доход жителей России продолжает соответствовать доходам населения стран с уровнем жизни ниже среднемирового значения, что характерно для стран, в которых нет такой развитой социальной инфраструктуры, как в России.

В существующих условиях лишать услуг ЖКХ семьи, которые не способны полностью их оплачивать, социально недопустимо, да и в большинстве случаев технически невозможно. Поднять цены на тепло и другие жилищно-коммунальные услуги до бездотационного уровня – это значит увеличить нищету в стране с относительно бедным населением. В обоих случаях теплоснабжающие предприятия не выигрывают, а лишаются части дохода и спроса. В системе теплоснабжения населения, как и в целом в сфере услуг, в наибольшей степени обострились противоречия между экономическими и социальными целями реформы ЖКХ.

Доля тепла в ежемесячной оплате населением услуг ЖКХ в отопительный период достигает 60–70 % [5]. Это главный пункт коммунальных платежей. Но жители практически не могут контролировать реальное потребление тепла в отдельной квартире из-за конструктивных особенностей систем подачи тепла в дома и отсутствия приборов контроля и учета в большей части жилищного фонда страны. Население оплачивает отопление и горячую воду, как правило, не прямо за 1 Гкал подведенного тепла, а по нормам расхода, которые устанавливаются местными органами власти в каждом субъекте Федерации.

Обоснованность норм, периодичность их пересмотра, соответствие федеральным методикам расчета не публикуются и, следовательно, не могут проверяться социальными потребителями. Здесь явное нарушение Закона о правах потребителя, который должен иметь возможность контролировать объем и качество предоставляемых ему услуг. Показателен прецедент, когда на основе судебных решений жилищно-коммунальные услуги длительно не

оплачиваются из-за несоответствия нормативным требованиям [6].

Порядок в учете и контроле количества и качества тепла, которое расходует население, отсутствует. Поэтому одной из первоочередных задач теплоснабжения должно стать наведение порядка в нормативных расходах тепла на отопление (в соответствии с теплотехническими и другими характеристиками жилых зданий) и горячее водоснабжение (на основе объективно определенных санитарно-гигиенических данных).

Невозможность эффективно управлять режимами в разветвленных СЦТ крупных городов в соответствии с реальным спросом отдельных потребителей, их разрегулированность и большая тепловая инерционность приводят к существенным деформациям в поставках и оплате тепла населением. Натурные замеры, проведенные в домах Москвы в отопительный сезон 2001–2002 годов, обнаружили впечатляющие расхождения.

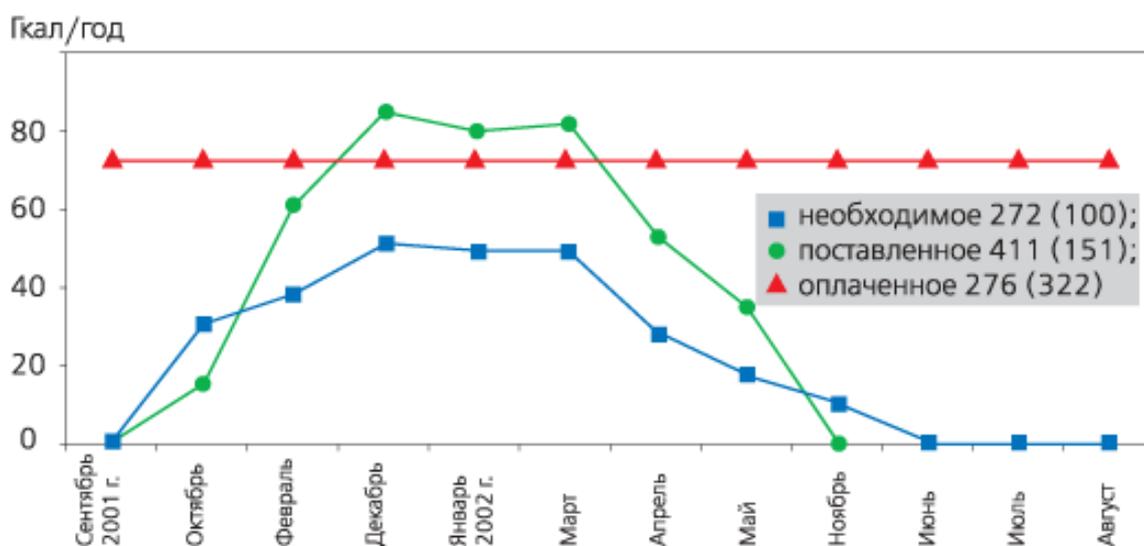


Рисунок 1.1- Необходимое, поставленное и оплаченное тепло, Гкал/год (%), для отопления жилого здания, Москва, 2001–2002 годы

Так, в соответствии с [7] на рис. 1.1 приведено соотношение необходимого, поставленного и оплаченного тепла для отопления жилого дома в Москве. Для нормального отопления необходимо было затратить 100 относительных единиц тепла, в действительности из СЦТ была избыточно поставлена 151 единица, а жители по установленным нормам оплатили 322 единицы. При этом из-за более позднего, чем было необходимо, включения отопления осенью и более раннего отключения его весной жители в эти периоды явно компенсировали недостаток тепла, обогревая свои квартиры электрическими приборами.

Очевидно, что плата населения за тепло никак не связана с объемом и качеством его теплообеспечения. В результате несоответствия объема и режима поставляемого тепла его необходимому количеству возникает целый ряд негативных последствий:

- население переплачивает за ненужное ему тепло и расходует дополнительные средства на электроэнергию для обогрева квартир;

- из местных и федерального бюджетов оплачиваются ненужное тепло и дополнительная электроэнергия, которую расходует население, имеющее льготы;

- завоз лишнего топлива в город перегружает транспортные коммуникации;

- ухудшается экология городов из-за дополнительных выбросов и отходов теплоснабжающих установок.

Выполненный анализ в части российского жилищного фонда и социальной сферы, которые получают тепло от СЦТ общего пользования, показал, что имеются существенные

расхождения между нормативным и фактическим теплоснабжением и его оплатой. Так, согласно нормативам потребление тепла на указанные цели в 2000 году должно было составить 805 млн Гкал (рис. 1.2). Однако по данным отчетного энергобаланса населению и социальной сфере было отпущено всего 663 млн Гкал, что на 142 млн Гкал, или на 17,6 %, ниже нормативного значения. При этом 203 млн Гкал составляют потери тепла в СЦТ. Эквиваленты расходов и потерь тепла в пересчете на первичные энергоресурсы (млн т. у. т.) даны на рис. 1.2 в скобках.

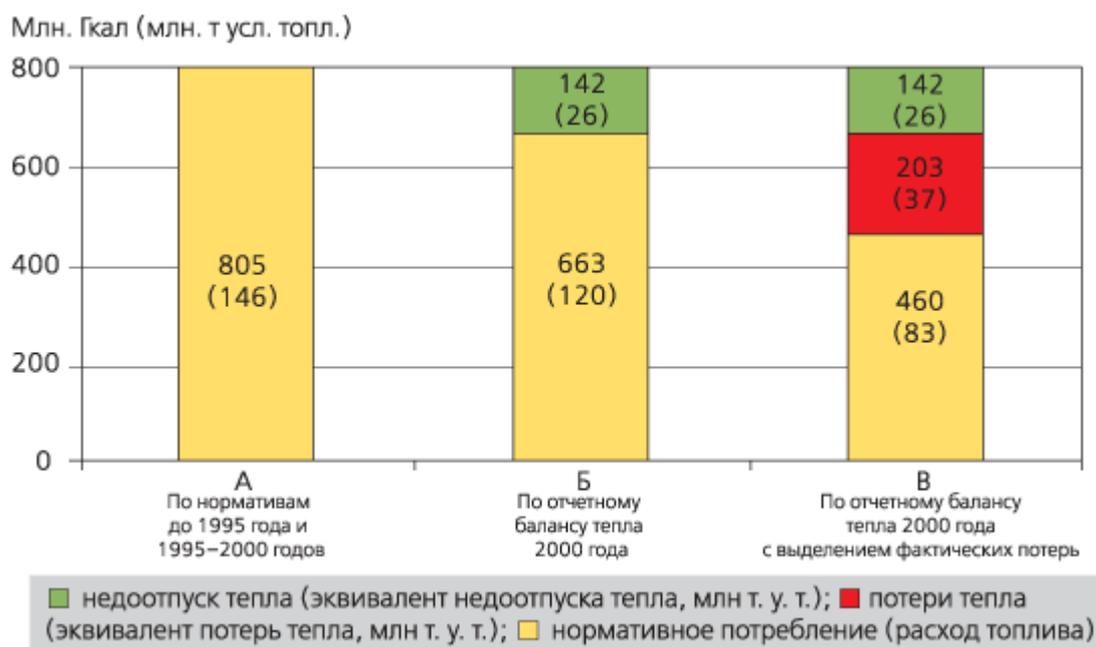


Рисунок 1.2- Нормативное и фактическое потребление тепла населением и социальной сферой от систем централизованного теплоснабжения в 2000 году (расход первичных энергоресурсов на его производство)

Недоставка тепла возникает как из-за аварийных отключений теплоснабжения в ряде населенных пунктов страны, так и из-за широко практикуемой теплоснабжающими организациями установки температуры теплоносителя ниже значений, которые требуются для

обеспечения ее нормативно установленного уровня в жилых помещениях. Тем не менее оплата этого непоставленного тепла, как правило, взимается с социальных потребителей, т. к. у них массово отсутствуют приборы теплового учета и контроля.

Население, компенсируя недостаток за счет вынужденного электрического обогрева своих квартир, несет дополнительные расходы. Имеющиеся наблюдения показывают, что в городах в периоды, когда снижается температура в квартирах населения, расход электроэнергии возрастает на 30–35 %.

В трубопроводах систем централизованного теплоснабжения потери достигли почти 31 % произведенного в 2000 году тепла (таблица). Это эквивалентно годовому перерасходу первичных энергоресурсов более 80 млн т. у. т.

Таблица 1.1- Сводный баланс тепла России в 2000 году (округленная оценка)

Статьи баланса	Единицы измерения		
	млн. Гкал ⁴	м	%
Произведено:			
Всего	2 020	100,0	-
Централизованными источниками теплоснабжения:	1	71,5	100,0
- электростанциями,	444	31,9	44,6

в том числе из отборов турбин	644	25,4	35,6
(тепло-	514	25,3	35,4
фикация)	512	21,0	29,3
- общего пользования,	423	6,5	9,2
в том числе из отборов турбин	132	4,5	6,3
- производственными ¹ ,	91	35,1	49,2
в том числе из отборов турбин	710	4,5	6,2
- котельными	90	28	100,
- прочими ²	576,	5	0
Децентрализованными	0	10,9	38,2
источниками те-		17,6	61,8
плоснабжения:	20		
- котельными	356		
Автономными источниками			
Потери тепла:			
в СЦТ ³	444	22,0	-
в ДЦТ ³	16	0,8	-
Потреблено:			
Всего	1	-	-
- населением и социальной	560	-	-
сферой	900	-	-
- производственной сферой	660	49,5	-
В СЦТ:	1	-	-
- отраслями энергетического	000	-	-
комплекса	8	-	-
- населением и социальной		-	-
сферой	460	27,7	-
- промышленностью	340	-	-
- прочими отраслями экономики	120	-	-

В ДЦТ:	560		
- населением и социальной сферой	440		
- производственной сферой	120		

¹ Обеспечивают теплом только собственные производственные объекты без поставки тепла в СЦТ общего пользования.

² Побочные источники тепла, тепло от АЭС и других источников.

³ СЦТ и ДЦТ – системы централизованного и децентрализованного теплоснабжения соответственно.

⁴ 1 ккал ~ 1,163 Вт/ч.

* В СЦТ общего пользования (т. е. без тепла, отпускаемого, производственными электростанциями и котельными).

Из-за невозможности контролировать реальные объемы поступающего из СЦТ тепла потребители вынуждены ежегодно переплачивать за недоставленное им тепло около 3,8 млрд долл., в том числе население – около 1,7 млрд долл. Это составляет примерно 1 долл. в год на 1 м² общей площади квартир с централизованным теплоснабжением при пересчете руб./долл. по официальному валютному курсу. По паритету покупательной способности валют, что более точно отражает их соотношение, переплата возрастает до 3,8 долл. за 1 м² в год.

Анализ современного состояния СЦТ общего пользования позволяет считать, что одним из центральных вопросов является уменьшение потерь тепла, аварийности и износа тепловых сетей до нормативных значений. Результаты

обследования показали, что аварийность составляет 0,9 случая на 1 км в год для трубопроводов максимальных диаметров и 3 случая – для трубопроводов диаметром 200 мм и менее [8]. По оценке Минэнерго России, ежегодно теряется 1/4 км³ воды из-за аварий на теплотрассах, более 80% которых нуждаются в замене и капитальном ремонте [9].

Технологии сооружения долговечных и высокоэффективных теплотрасс есть, но они дороги для массового использования в сегодняшних российских экономических условиях. В то же время сложилось тревожное положение, когда годовое увеличение износа теплотрасс больше, чем ввод новых. По нашим оценкам, на восстановление теплотрасс до нормального уровня необходимо затратить 25–30 млрд долл., а с учетом их возможного развития до 2020 года – 45–50 млрд долл.

Котельное хозяйство России, главный источник тепла в стране, к концу 2000 года состояло из 67,9 тыс. единиц, в том числе 4 тыс. мощностью 20 Гкал/ч и выше и 47,2 тыс. мощностью менее 3 Гкал/ч [10]. По сравнению с 1990 годом количество котельных сократилось в 2,8 раза, а их мощность в 1,4 раза. При этом для котельных, работающих в СЦТ общего пользования, достаточно четко проявились две тенденции:

- уменьшение единичной мощности и количества котельных мощностью менее 100 Гкал/ч;
- рост единичной мощности котельных свыше 100 Гкал/ч при одновременном сокращении их количества.

В целом этот спад снизил надежность теплоснабжения, особенно в холодные периоды года. Поэтому задача состоит в повышении эффективности работы котельных страны.

Для газовых котельных, составляющих около 41 % всех котельных, актуален их частичный перевод в мини-ТЭЦ, что связано с рядом технико-экономических и организационных вопросов. Во-первых, нужен заинтересованный инвестор, который готов осуществить такой проект реконструкции при разных вариантах возврата капитала. При этом должна быть техническая возможность размещения энергетической установки (газовой турбины, газодизеля и др.) в имеющемся помещении котельной, чтобы сократить затраты на ее реконструкцию.

Во-вторых, необходимо обеспечить надежное объединение нового оборудования и котла в единый блок, который, как правило, уже отработал часть своего паркового ресурса. Следует также учитывать, что потребность в природном газе такой мини-ТЭЦ возрастает, в том числе и из-за различий в спросе на электроэнергию и тепло, что, в свою очередь, вызовет необходимость увеличить пропускную способность подводящего газопровода и дополнительные затраты. Эти вопросы сегодня являются предметом пристального внимания [11 и др.].

При массовом переводе котельных в мини-ТЭЦ должны быть обеспечены подготовка кадров эксплуатационников и ремонтников, развитие сервисных служб и ремонтной базы. Только учет всего комплекса задач даст возможность оценить эффективность такого проекта.

Состояние децентрализованного теплоснабжения находится вне поля зрения государственных органов, хотя в нем производится около 30 % тепла, в основном для нужд 27 % населения страны и социальной сферы. Данные об этом

секторе разрознены и не позволяют оценить в целом его реальное положение.

Подавляющая часть малых котельных и автономных источников тепла технически устарела и малоэкономична, особенно работающих на твердом топливе. В результате на производство 1 Гкал тепла здесь в среднем расходуется в 1,3 и более раз больше первичных энергоресурсов, чем в существующих неэкономичных СЦТ. Задача состоит в переводе таких котельных на технологии сжигания в псевдосжиженном слое, которые обеспечивают устойчивое горение низкокачественного твердого топлива.

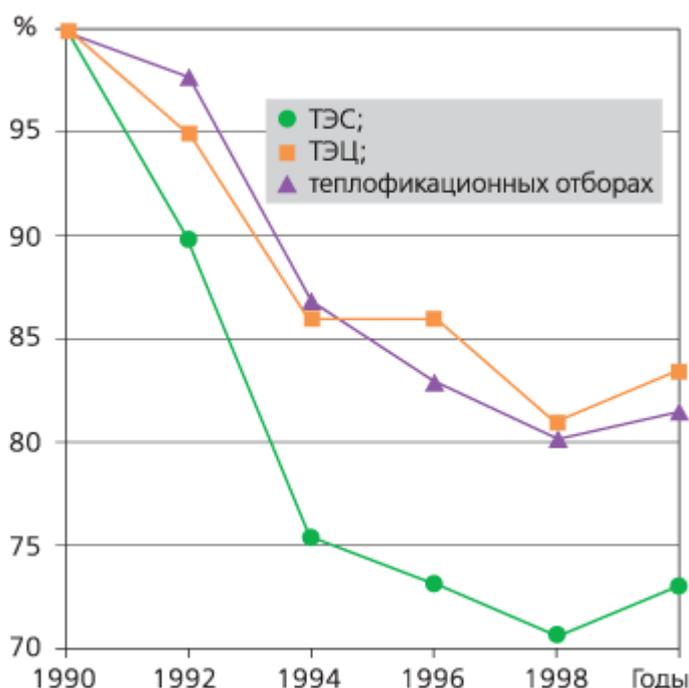


Рисунок 1.3- Динамика выработки электроэнергии

Спад в экономике в 90-е годы и отказ крупных потребителей от поставок тепла из СЦТ привели многие ТЭЦ, особенно оборудованные теплофикационными энергоблоками большой мощности и турбинами с противодавлением, к работе в неэкономичных режимах. В то же время выработка электроэнергии на ТЭЦ снижалась медленнее, чем на ТЭС из-за сдерживающего влияния загрузки отборов (рис. 1.3).

Однако выработка электроэнергии на теплофикационных отборах после 1994 года уменьшилась больше, чем выработка ТЭЦ. В результате годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме достигает 100–120 млрд кВт•ч, т. е. примерно 12–13 % все выработки электроэнергии в стране, что сопоставимо с производством электроэнергии АЭС.

В настоящее время цена тепла от ТЭЦ в основном неконкурентоспособна, а электроэнергия, которая производится на ТЭЦ при конденсационном режиме работы, самая дорогая. Это, а также введенная с января 1996 года методика распределения топлива на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ являются постоянно действующими причинами завышения тарифов на электроэнергию.

Проведенная оценка показала, что при реальном спросе на тепло от ТЭЦ, который был в 2000 году, и условной загрузке теплофикационных отборов турбин на уровне 1990 года образуются 12–15 ГВт незагруженной теплофикационной мощности. Отсутствие спроса на тепло, особенно от теплофикационных блоков большой мощности, делает неизбежной их частичную ликвидацию или продажу по остаточной стоимости. Это позволит снизить налог на имущество и может дать другие экономические выигрыши. В частности, уменьшение выработки электроэнергии на ТЭЦ в городах, которая, как правило, на 30–40 % превышает городской спрос, даст возможность улучшить экологию, особенно там, где ТЭЦ работают на угле. Одновременно сократится завоз топлива в городах и снизится нагрузка на их транспортные коммуникации.

В этой связи актуален вопрос о способе выбора мощности ТЭЦ не по спросу на тепло, а по графику электропотребления города. Такой подход был предложен доктором техн. наук, профессором Н. И. Дунаевским [12] и остро обсуждался 50 лет тому назад. Представляется, что совокупность сегодняшних обстоятельств вновь выносит его на повестку дня.

В принятом пакете законов о реформировании электроэнергетики вопросы теплофикации и эффективности ТЭЦ не рассматриваются. В результате судьба ТЭЦ, мощность которых составляет почти половину (48,1 %, по данным 2000 года) общей мощности тепловых электростанций России, не решена, а условия их экономической работы не определены. Это наносит существенный ущерб экономике и энергетике страны.

Оценка экономичности работы СЦТ в 84 административных центрах страны, выполненная по данным за 1997 год, показала, что примерно 53 % производства тепла в них (45 городов) было убыточным, 34,5 % (26 городов) – малорентабельно и недостаточно для финансирования нормальной работы. Практически во всех регионах России работа котельных была убыточной, а ТЭЦ АО-энерго – малорентабельной или убыточной. Политика тарификации тепла неэффективна: она не ориентирована на конкретные особенности теплоснабжения обслуживаемых территорий.

Существующий способ назначения тарифов на тепло в СЦТ общего пользования предусматривает единый уровень для субъекта федерации. Он не учитывает, что в каждой зоне обслуживания имеется свой специфический состав потребителей, а у каждой существующей ТЭЦ состав

теплофикационного оборудования может быть не вполне адекватным характеру требований потребительского спроса. Поэтому экономически целесообразно устанавливать тарифы индивидуально для каждой СЦТ (или даже части крупных СЦТ), а не средний для субъекта федерации, как сейчас.

Современное состояние теплоснабжения в стране делает насущным анализ и экономическую оценку всех возможных источников и способов теплоснабжения для определения эффективных границ их надежной и долгосрочной работы в разнообразных условиях регионов страны. Именно на этой основе должны быть выработаны решения по технико-технологическому перевооружению теплового хозяйства России и развитию теплофикации.

Для нормализации теплоснабжения страны сегодня предлагаются два варианта, каждый из которых недостаточно проработан применительно к конкретным региональным условиям централизованного и децентрализованного теплоснабжения. Суть этих предложений в следующем.

Первый вариант предполагает в основном сохранение существующих СЦТ общего пользования за счет их частичного обновления и реконструкции. По имеющимся оценкам, для этого потребуется около 72 млрд долл. Капиталовложений. Такие затраты, при ожидаемом росте цен на газ и уголь в 2-3 раза, поднимут цену тепла не менее чем в 3-4 раза, что экономически неприемлемо для социально значимых потребителей.

Второй вариант предлагает массовый отказ от систем централизованного теплоснабжения и повсеместный переход к использованию индивидуальных источников тепла. Однако

такой путь мало реален по экономическим, техническим и организационно-хозяйственным причинам.

Ни один из этих вариантов не является приемлемым. Необходимо их так рационально сочетать, чтобы наряду с зонами действия СЦТ могли эффективно работать очаги децентрализованного теплоснабжения. Представляется, что такое взаимодополнение повысит надежность и экономичность теплоснабжения и позволит вывести его из кризиса.

Прогноз развития теплоснабжения, который разрабатывался в соответствии с возможными вариантами экономического роста, предусмотренными в энергетической стратегии России на период до 2020 года [13], базировался на следующих принципиальных направлениях действий:

- интенсивном сокращении потерь тепла в СЦТ;
- увеличении доли населения и социальной сферы в потреблении тепла от СЦТ общего пользования;
- значительном росте производства тепла в хозяйственных структурах, не связанных с СЦТ общего пользования;
- высоком темпе роста количества прогрессивных автономных источников в децентрализованном секторе теплоснабжения;
- интенсивном использовании потенциала энергосбережения при реорганизации систем теплоснабжения и теплопотребления;
- повышении надежности, экономичности и комфортности теплообеспечения населения.



Рисунок 1.4- Структура потребления тепла до 2020 года

В результате совокупного влияния этих факторов можно ожидать следующие положительные изменения в теплоснабжении страны (рис. 1.4 и 1.5):

- темпы увеличения потребления тепла будут выше темпов роста его производства;
- среднедушевое потребление тепла возрастет с 10,7 до 17,2–18,6 Гкал/чел.;
- удельный расход топлива снизится с 199 до 175–180 кг у. т./Гкал;
- энергоемкость ВВП уменьшится с 276,6 до 113–151 Гкал/млн руб.

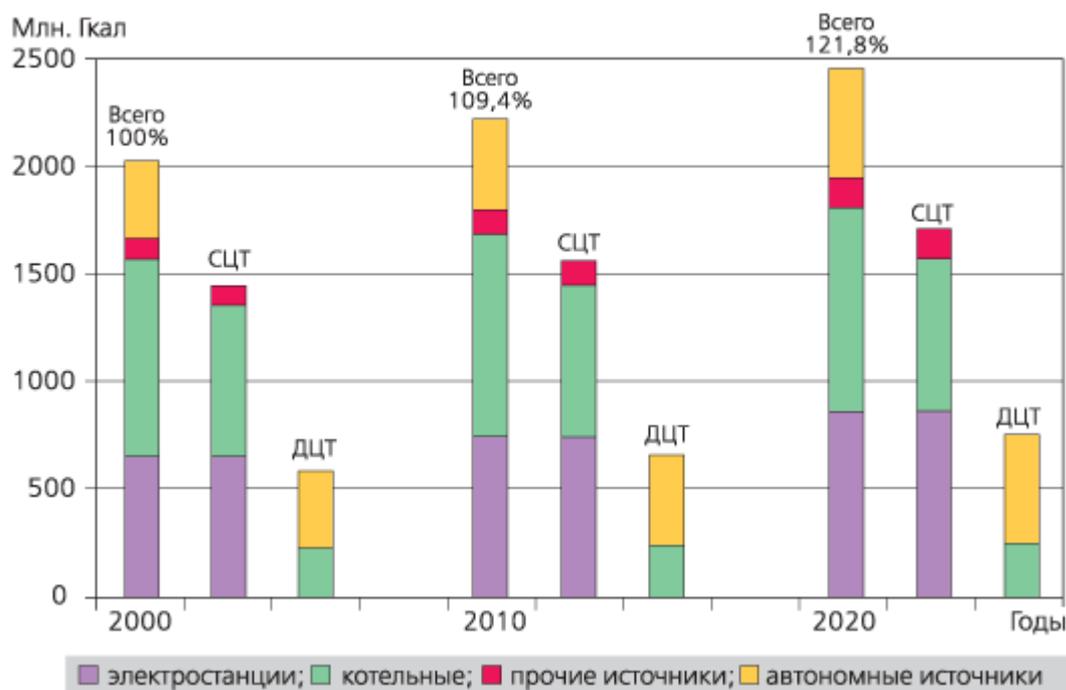


Рисунок 1.5- Структура производства тепла до 2020 года

1.2 Повышение эффективности коммунальных систем теплоснабжения малых городов России путем сооружения ТЭЦ с газотурбинными и газопоршневыми установками

Рассмотрим один из вариантов повышения эффективности коммунальных систем теплоснабжения малых городов России путем сооружения ТЭЦ с газотурбинными и газопоршневыми установками.

В России из-за значительной протяженности территории до 28% населения проживает в более чем 900 малых и средних городах с населением до 100 тыс. чел. Их энергоснабжение, как правило, осуществляется по раздельной схеме, когда тепловая энергия производится муниципальными предприятиями на базе котельных, сжигающих органическое топливо, а электроэнергия приобретается у электроснабжающих компаний.

Высокая изношенность оборудования и зданий котельных, тепловых сетей, недостаточное финансирование

коммунальных систем, медленное внедрение энергосберегающих технологий приводят к сверхнормативным потерям теплоты, перерасходу топлива, низкой надежности и качества теплоснабжения, высокой себестоимости производства тепловой энергии, часто превышающей установленные тарифы [1].

Повышение эффективности таких систем теплоснабжения возможно путем модернизации и нового строительства источников, сетей и тепловых узлов потребителей. Наибольший эффект достигается при сооружении когенерационных (теплофикационных) энергоустановок на базе газотурбинных (ГТУ), газопоршневых (ГПУ) и парогазовых (ПГУ) установок малой и средней мощности, обеспечивающих КПД использования энергии топлива до 85-90%, и относительную экономию топлива от комбинированного производства электроэнергии и теплоты 15-30%. Вместе с тем, при внедрении этих установок в существующие системы теплоснабжения необходимо учитывать ряд особенностей:

1. при одинаковой тепловой мощности с котельными расход топлива увеличивается в 1,8 - 2,5 раза в результате выработки электрической энергии;

2. при степени повышения давления воздуха в компрессоре свыше 10 требуется установка дожимных компрессоров топливного газа в ГТУ и ПГУ;

3. при работе по электрическому графику ГПУ и ГТУ без регенерации в летний период в результате резкого снижения тепловой нагрузки появляются потери от недоиспользования потенциала продуктов сгорания и уменьшение достигаемой экономии топлива;

4. требуют применения высококачественного топлива - природного газа;

5. по сравнению с котельными обеспечивают снижение себестоимости вырабатываемой теплоты (примерно в два раза);

6. имеют небольшой срок строительства (1-2 года);

7. возможно сооружение в непосредственной близости от потребителей, что снижает потери на транспортировку энергоносителей.

Несмотря на наличие противоречивых факторов сооружение таких энергоустановок, как правило, экономически эффективно.

При обосновании электрической мощности малых ТЭЦ необходимо учитывать максимальную нагрузку города, поскольку выработка избыточной электрической энергии приводит к дополнительной загазованности. Как показывают результаты обследования ряда малых городов отношение максимальной электрической нагрузки к тепловой находится в пределах 0,14 - 0,25 и зависит от структуры потребителей, расположенных в городе. Годовое соотношение расходуемой городами электроэнергии и теплоты составляет 0,16-0,36. Исходя из отмеченного, для центральной части России с развитой газификацией городов максимальная тепловая нагрузка в 3-6 раз больше электрической. Поэтому теплоснабжение малых городов должно осуществляться на базе когенерационных установок и отопительных котельных, работающих как в базовом, так и в пиковом режиме.

Выбор типа энергоустановок на малых ТЭЦ (ГПУ, ПГУ и ГТУ) определяется нагрузками и годовыми графиками энергопотребления. При обеспечении коммунально-бытовой

нагрузки ГПУ и ГТУ без регенерации целесообразно покрывать базисную часть теплового графика Россандера с целью максимального использования теплоты отходящих тепловых потоков, пиковую нагрузку должны нести котельные. Наилучшие результаты достигаются при использовании регенеративных ГТУ, которые в отопительный период вырабатывают тепловую энергию без регенеративного нагрева воздуха, обеспечивая наибольшую экономию топлива от теплофикации, а в летний период - при минимальной тепловой нагрузке эксплуатируются с регенератором с высоким электрическим КПД. Применение ПГУ на малых ТЭЦ проблематично по причине более высокой стоимости их сооружения и удельной выработки электроэнергии на единицу отпускаемой теплоты. Такие энергоустановки должны сооружаться за городской чертой и иметь большую электрическую мощность, превышающую потребности города. Приведенные в статье подходы использованы при разработке перспективной схемы теплоснабжения города с населением 14 тыс. чел., расположенного в Центральном Федеральном округе.

Для сравнения вариантов необходимо выполнение условий их энергетической и социальной сопоставимости, предусматривающих одинаковый полезный отпуск потребителям мощности и энергии заданного качества; покрытие заданного графика нагрузок; обеспечение заданного уровня надежности электро- и теплоснабжения.

На основании данных, предоставленных предприятием, эксплуатирующим систему теплоснабжения, рассмотрены два варианта модернизации: 1 - базовый вариант, предусматривающий замену физически изношенных

котельных с КПД котлов ниже 80%, на оборудование, имеющее КПД не ниже 92%, 2 вариант - замена изношенных котельных и сооружение малой ТЭЦ на базе ГПУ. При этом из-за аварийного состояния строительных конструкций существующих котельных предусматривается строительство новых источников. Годовая экономия топлива для 1 варианта определяется по формуле, кг у. т./год:

$$\Delta B_1 = \left[(3600 * Q) / (Q_n^p * \eta_{тс}) \right] * \left[(\eta_{после} - \eta_{до}) / (\eta_{после} - \eta_{до}) \right] * \tau_{исп} \quad (1.1)$$

где Q - подключенная тепловая нагрузка, МВт; Q_n^p - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг у. т.; $\eta_{до}$, $\eta_{после}$ - КПД котельной установки до и после модернизации; $\tau_{исп}$ - число часов использования максимума подключенной нагрузки, ч/год; $\eta_{тс}$ - КПД тепловых сетей.

Годовая экономия топлива для 2 варианта рассчитана по выражению, кг у. т./год:

$$\Delta B_2 = \left[(3600 * Q_{кот} * \tau_{исп}) / (Q_n^p * \eta_{после} * \eta_{тс}) \right] * \left[(\eta_{после} - \eta_{до}) / (\eta_{после} - \eta_{до}) \right] + \left[(3600 * Q_{тф} * \tau_{тф}) / (Q_{гпу} * \eta_{гпу}) \right] * \left[(\eta_{гпу} - \eta_{тэс}) / (\eta_{гпу} - \eta_{тэс}) \right] \quad (1.2)$$

где $Q_{кот}$, $Q_{тф}$ - тепловая нагрузка котельных и ГПУ, МВт; $\tau_{тф}$ - число часов использования тепловой нагрузки ГПУ, ч/год; y - отношение электрической мощности ГПУ к тепловой; $\eta_{гпу}$, $\eta_{тэс}$ - электрические КПД ГПУ и замещающей электростанции системы.

Знак перед скобкой в выражении (2) определяется электрическими КПД ГПУ и замещаемой ТЭС, при $\eta_{гпу} < \eta_{тэс}$ - минус, $\eta_{гпу} > \eta_{тэс}$ - плюс.

В расчетах экономии топлива приняты следующие данные: $Q=35$ МВт, $\eta_{до}=0,8$, $\eta_{после}=0,92$, $\eta_{тс}=0,95$, $\tau_{исп}=3100$

ч/год, $Q_{\text{кот}}=26,2$ МВт, $Q_{\text{тф}}=4,6$ МВт, $\tau_{\text{тф}}=6800$ ч/год, $y=1$, $\eta_{\text{гпу}}=0,39$, $\eta_{\text{тэс}}=0,35$. Величина достигаемой экономии топлива в первом варианте составит 2,2, во втором - 7,6 тыс. т у.т./год. Таким образом, наибольший энергосберегающий эффект получается при модернизации системы теплоснабжения по второму варианту.

Экономическая эффективность вариантов модернизации системы теплоснабжения рассчитана при удельных капиталовложениях в замену котельных в размере 2-3 млн руб./МВт в зависимости от тепловой мощности, удельной стоимости строительства ТЭЦ с ГПУ 46500 руб./кВт. Кроме капитальных вложений в источники учтены затраты в их присоединение и замену тепловых сетей. Тарифы на природный газ, отпускаемую электрическую и тепловую энергию приняты на уровне 2012 г. равными соответственно 3,49 руб./кг у.т., 2,4 руб./кВт ч на шинах источника, 285 руб./ГДж на вводе к потребителю. В качестве критерия эффективности приняты суммарные дисконтированные затраты. Результаты расчетов представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2- Технико-экономические показатели сравниваемых вариантов схем теплоснабжения города.

Наименование показателя	Единицы измерения	Варианты ТЭЦ-ГПТ и модернизация котельных (вариант 2)	Модернизация котельных (вариант 1)
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	26,22	26,22
Годовой отпуск теплоты	Гкал/год	69885,18	69885,18

потребителям			
Годовая выработка электроэнергии	млн кВтч/год	19,5	-
Покупка электроэнергии из энергосистемы	млн кВтч/год	-	19,5
Годовой расход топлива:		15,21	10,86
- на ТЭЦ-ГПД	Млн кг у.т./год	5,98	-
- на котельных		9,23	10,86
Капиталовложения		295	156,1
:			
- ТЭЦ-ГПД + тепловые сети	млн руб.	186+65	65
- модернизация котельных		44	91
Затраты на покупку электроэнергии	млн руб./год	-	46,8
Топливная составляющая затрат	млн руб./год	53,082	37,9
Годовые условно постоянные затраты по источникам и сетям	млн руб./год	31,5	28,6
Суммарные затраты: топливо, условно постоянные и покупка	млн руб./год	84,58	113,3

электроэнергии			
Выручка от реализации продукции:		125,6	78,8
- теплота	млн руб./год	78,8	-
- электроэнергия		46,8	78,8
Прибыль	млн руб./год	41,02	12,3
Дисконтированные затраты за 15 лет	млн руб.	887,72	1020,77
Срок окупаемости (простой)	лет	6,4	12,7

На основании технико-экономического расчета можно сделать вывод, что 2 вариант модернизации системы теплоснабжения обеспечивает экономический эффект порядка 133,1 млн руб. за 15-летний период эксплуатации. Итоговые показатели модернизации системы теплоснабжения приведены в таблице 1.3. Разделение расхода топлива в комбинированном производстве электрической и тепловой энергии выполнено пропорциональным методом [2]. По сравнению с существующим вариантом удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии снизился на 8,4 кг у.т./ГДж, что в относительных единицах составляет 17%. Себестоимость тепловой энергии на ТЭЦ определена вычитанием из суммарных эксплуатационных затрат по источнику и сетям стоимости продаваемой электрической энергии в энергосистему по тарифу 2,4 руб./кВтч. По сравнению с отпуском теплоты только от котельных себестоимость отпущенной потребителям тепловой энергии во втором

варианте с учетом транспортной составляющей снизилась на 39%.

Таблица 1.3- Итоговые показатели модернизации системы теплоснабжения.

Наименование показателя	Единиц ы измерен ия	Величи на
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г у.т./кВтч	258
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты от системы с учетом ТЭЦ-ГПД	кг у.т./Г кал	134,5
Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	79
Коэффициент эффективности транспорта теплоты (КПД тепловой сети) при замене трубопроводов и изоляции	%	95
Экономия топлива от модернизации котельных и тепловых сетей	тыс. т у.т./год	0,51
Экономия затрат на топливо от модернизации котельных и тепловых сетей	млн руб./ год	1,77
Системная экономия топлива от когенерации	тыс. т у.т./год	5,46
Экономия затрат на приобретение энергоносителей после внедрения ГПУ в существующую схему энергоснабжения города ($C_э=2,4$ руб./кВт ч)	млн руб./ год	30,83
Экономия затрат на приобретение энергоносителей с учетом экономии топлива от модернизации котельных и	млн руб./ год	32,6

тепловых сетей		
Себестоимость теплоты, отпущенной потребителям	руб./Г кал	371,8
Чистый приток денежных средств от операции (продажа теплоты и электроэнергии городу)	млн руб./ год	41,54
Срок окупаемости капиталовложений в систему теплоснабжения города с учетом замены изношенных сетей	лет	9,9

Суммарная годовая экономия затрат от приобретения электрической энергии у электроснабжающей компании и модернизации котельного оборудования составляет 30,83 млн руб./год. Полученные результаты должны рассматриваться как предварительные, требующие дальнейшего уточнения по мере изменения исходных данных.

Основной вывод: Россия относится к странам с высоким уровнем централизации теплоснабжения. Энергетическое, экологическое и техническое преимущество централизованного теплоснабжения над автономным в условиях монополии государственной собственности считалось априорным. Автономное и индивидуальное теплоснабжение отдельных домов было выведено за рамки энергетики и развивалось по остаточному принципу.

В системе централизованного теплоснабжения большое распространение получили ТЭЦ - предприятия по комбинированной выработке электроэнергии и теплоты. Технологически ТЭЦ ориентированы на приоритет электроснабжения, попутно производимое тепло востребовано в большей степени в холодный период года, сбрасываемое в окружающую среду - в теплый период. Гармонизировать режимы производства тепловой и

электрической энергии с режимами их потребления удается далеко не всегда. Тем не менее, высокий уровень большой энергетики predetermined «технологическую независимость» и даже определенный экспортный потенциал страны, чего нельзя сказать о малой теплоэнергетике. Низкие цены на топливные ресурсы, экономически не обоснованная цена тепловой энергии не способствовали развитию технологий «малого» котлостроения.

Теплоснабжение является важной отраслью в нашей жизни. Оно приносит тепло в наш дом, обеспечивает уют и комфорт, а также горячее водоснабжение необходимое каждый день в современном мире.

Современные системы теплоснабжения значительно экономят ресурсы, более удобны в эксплуатации, соответствуют санитарно-гигиеническим требованиям, менее габаритные и выглядят более эстетично.

2. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕЖИМОВ ОТПУСКА ТЕПЛА ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ПАРАМЕТРАХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

2.1 Постановка задачи расчета переменных режимов отпуска тепла

Задача расчета переменных режимов отпуска тепла возникает вследствие изменчивости режимов теплопотребления по всем видам тепловых нагрузок.

Системы теплоснабжения представляют собой сложный комплекс взаимосвязанных потребителей тепла. Режим расхода тепла многочисленными абонентами неодинаков.

Так, например, тепловая нагрузка отопления изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически стабильной в течение суток.

Нагрузка горячего водоснабжения и ряда технологических процессов не зависит от температуры наружного воздуха, но имеет резко выраженные колебания по часам суток, а также по дням недели.

В условиях наличия колебаний тепловых нагрузок требуется искусственное изменение параметров и расхода сетевого теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов.

Регулирование повышает качество теплоснабжения и сокращает неоправданные перерасходы тепла и топлива.

В зависимости от места осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и

индивидуальное регулирование. В современных системах централизованного теплоснабжения имеет место также комбинированное регулирование.

Центральное регулирование отпуска тепла

выполняют на ТЭЦ или в котельной по преобладающей нагрузке, характерной для большинства абонентов. В городских тепловых сетях такой нагрузкой может быть отопление или совместная нагрузка отопления и горячего водоснабжения. На производственных предприятиях преобладающим является технологическое теплоснабжение.

Групповое регулирование производится в центральных тепловых пунктах для групп однородных потребителей. В ЦТП поддерживаются требуемые расход и температура теплоносителя, поступающего в распределительные или внутриквартальные сети.

Местное регулирование предусматривается на абонентских вводах для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учётом местных факторов (школа, больница, детсад - $t_{om}^{max} \leq 80 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Индивидуальное регулирование осуществляется непосредственно у теплоснабжающих приборов, например, у нагревательных приборов системы отопления, и дополняет другие виды регулирования.

Тепловые нагрузки многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородны не только по характеру теплоснабжения, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому центральное регулирование отпуска

тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, то есть осуществляется комбинированное регулирование. Этот вид регулирования создаёт наиболее полное соответствие между отпуском тепла и фактическим его потреблением.

По способу реализации регулирование может быть ручным или автоматическим.

Система уравнений теплового баланса комплекса теплосеть – абонент раскрывает сущность методов регулирования и имеет вид:

$$Q = \frac{G \cdot C \cdot (t_c - t_o)}{3600} \cdot \tau = K \cdot F \cdot \Delta t \cdot \tau, \quad (2.1)$$

где Q , кВт·ч – количество тепла, переданное теплообменником от сетевого теплоносителя нагреваемой воде;

G , кг/ч – расход сетевого теплоносителя;

C , кДж/кг·К – удельная теплоёмкость воды;

$t_c ; t_o$, °С – температура теплоносителя на входе и выходе теплообменника;

τ , ч – время работы системы;

K , кВт/м²·К – коэффициент теплопередачи поверхности теплообменника;

F , м² – площадь поверхности теплообмена;

Δt , °С – температурный напор между греющей и нагреваемой средой.

Виды регулирования органически проистекают из приведённой системы уравнений, в соответствии с которой

следует, что регулирование тепловой нагрузки можно осуществлять несколькими методами:

- изменением температуры теплоносителя – качественный метод;
- изменением расхода теплоносителя – количественный метод;
- изменением температуры и расхода теплоносителя – качественно-количественный метод;
- периодическим отключением системы – прерывистое регулирование;
- изменением поверхности нагрева теплообменника, сложность осуществления которого ограничивает возможность его широкого применения.

Качественное регулирование – осуществляется изменением температуры при постоянном расходе теплоносителя. Качественный метод является наиболее распространённым видом центрального регулирования водяных тепловых сетей.

Количественное регулирование отпуска тепла производится изменением расхода теплоносителя при постоянной его температуре в подающем трубопроводе. Применяется в случае непосредственного присоединения к тепловым сетям системы отопления и вызванным этим ограничением максимально допустимой температуры сетевой воды на входе в отопительные приборы ($t_{max} \leq 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$).

Качественно-количественное регулирование – выполняется путём совместного изменения температуры и расхода теплоносителя.

Прерывистое регулирование – достигается периодическим отключением систем, то есть пропусками

подачи теплоносителя, в связи с чем этот метод называется регулированием пропусками.

Центральные пропуски возможны лишь в тепловых сетях с однородным теплоснабжением, допускающим одновременные перерывы в подаче тепла.

В современных системах теплоснабжения с разнородной тепловой нагрузкой регулирование пропусками используется только для местного регулирования.

В паровых системах теплоснабжения качественное регулирование неприемлемо ввиду того, что изменение температуры в необходимом диапазоне требует большого изменения давления. Центральное регулирование паровых систем производится в основном количественным методом или путём пропусков. Однако периодическое отключение приводит к неравномерному нагреву отдельных приборов и заполнению системы воздухом. Более эффективным вариантом в этих условиях показывает себя местное или индивидуальное количественное регулирование.

2.2 Отопительные температурные графики качественного и количественного регулирования

Отопительный график обеспечивает регулирование однородной нагрузки.

Режим регулирования централизованных водяных систем теплоснабжения зависит от множества факторов. Среди этих факторов основным является вид тепловой нагрузки.

Регулирование отпуска тепла значительно упрощается при однородной тепловой нагрузке. В таких случаях можно ограничиться только центральным регулированием.

Центральное регулирование применяется в системах теплоснабжения с децентрализованным горячим водоснабжением (подогрев воды системы горячего водоснабжения осуществляется газовыми генераторами индивидуального пользования). В таких системах отопление является основной тепловой нагрузкой. Центральное регулирование осуществляется в соответствии с потребностью тепла для отопления зданий при различных температурах наружного воздуха.

При качественном регулировании задачей расчёта является определение температуры воды в зависимости от тепловой нагрузки. Расход воды остаётся постоянным в течение всего отопительного сезона.

Общее уравнение для регулирования отопительной нагрузки при зависимых схемах присоединения отопительных установок к тепловой сети имеет вид:

$$\bar{Q}_{om} = \frac{Q_{om}}{Q_{om}^i} = \frac{t_v - t_n}{t_v - t_{n.o}^p} = \frac{t_1 - t_{2,0}}{t_1^i - t_{2,0}^i} = \frac{K \cdot \Delta t_{om}}{K^i \cdot \Delta t_{om}^i}, \quad (2.2)$$

где: \bar{Q}_{om} – относительный расход тепла на отопление;

Q_{om} – расход тепла на отопление при текущей температуре наружного воздуха;

$t_1, t_{2,0}$ – соответственно температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети;

K – коэффициент теплопередачи отопительного прибора;

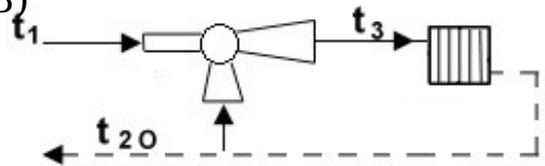
Δt_{om} – температурный напор в нагревательном приборе при тех же условиях;

Q_{om}^i , $t_1^i, t_{2,0}^i$, $K^i, \Delta t_{om}^i$ – те же величины при расчётной температуре наружного воздуха $t_{н.о.}^p$.

Температурный напор при смешении воды в узле ввода определяют по формуле:

$$\Delta t_{om} = 0,5 \cdot (t_3 + t_{2,0}) - t_b; \quad (2.3)$$

$$t_3 = (t_1 + t_{2,0} \cdot U) / (1 + U); \quad (2.4)$$



где t_3 – температура воды в подающем трубопроводе отопительной системы после смесительного устройства.

Зависимость коэффициента теплопередачи отопительных приборов описывается уравнением:

$$K = A \cdot (\Delta t_{om})^n, \quad (2.5)$$

где A и n – константы, зависящие от типа прибора и схемы его установки (из опыта эксплуатации систем можно принять $n = 0,25$).

С учётом расчётных формул для определения K общее уравнение регулирования будет иметь вид:

$$\bar{Q}_{om} = \frac{t_1 - t_{2,0}}{t_1^i - t_{2,0}^i} = \left(\frac{\Delta t_{om}}{\Delta t_{om}^i} \right)^{1+n} \quad (2.6)$$

Подставляя значения Δt_{om} и t_3 в последнее выражение, получим:

$$\bar{Q}_{om} = \left[\frac{t_1 + t_{2,0} \cdot (1 + 2U) - 2 \cdot t_g \cdot (1 + U)}{t_1^i + t_{2,0}^i \cdot (1 + 2U) - 2 \cdot t_g^i \cdot (1 + U)} \right]^{1+m}, \quad (2.7)$$

Где

$$U = \frac{t_1^i - t_3^i}{t_3^i - t_{2,0}^i} = \frac{\delta \cdot t_0^i}{\theta^i} - 1, \quad (2.8)$$

где $\delta \cdot t_0^i = t_1^i - t_{2,0}^i$ – расчётная разность температур сетевой воды;

θ^i – расчётный перепад температур в отопительной системе.

Последовательно решая уравнение безразмерной нагрузки (\bar{Q}_{om}) относительно температур $t_1^i, t_{2,0}^i, t_3$, получим группу аналитических зависимостей вида:

а) температура воды в подающем трубопроводе:

$$t_1 = t_B + \Delta t_{om}^i \cdot \bar{Q}_{от}^{0,8} + (\delta \cdot t_0^i - 0,5 \cdot \theta^i) \cdot \bar{Q}_{om} ; \quad (2.9)$$

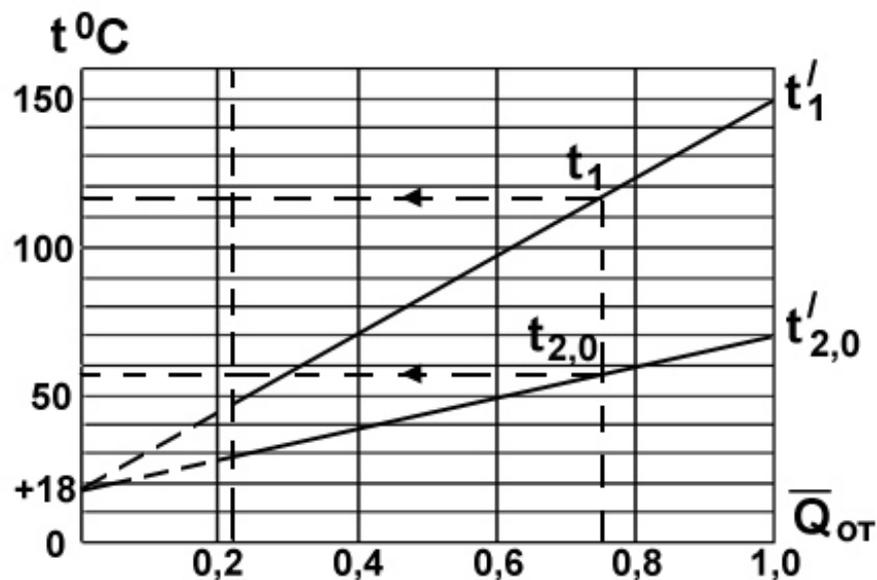
б) температура воды после отопительной системы:

$$t_{2,0} = t_1 - \delta \cdot t_0^i \cdot \bar{Q}_{om} = t_g + \Delta t_{om}^i \cdot \bar{Q}_{от}^{0,8} - 0,5 \cdot \theta^i \cdot \bar{Q}_{om} ; \quad (2.10)$$

в) температура после смесительного устройства на вводе отопления:

$$t_3 = t_{2,0} + \theta \cdot \bar{Q}_{om} = t_B + \Delta t_{om}^i \cdot \bar{Q}_{от}^{0,8} + 0,5 \cdot \theta \cdot \bar{Q}_{om}. \quad (2.11)$$

Как следует из полученных расчётных формул для температур $t_1^i, t_{2,0}^i$, t_3 , температура воды является однозначной функцией нагрузки отопления. Принимая значения \bar{Q}_{om} в рабочем интервале значений ($0 \leq 1$), можно найти соответствующие значения температуры воды. Общий вид температурного графика при исходных данных: $t_1^i = 150$ °C, $t_{2,0}^i = 70$ °C, $t_3^i = 95$ °C, $t_B = 18$ °C представлен на рисунке 2.1. Такой график называется отопительным.



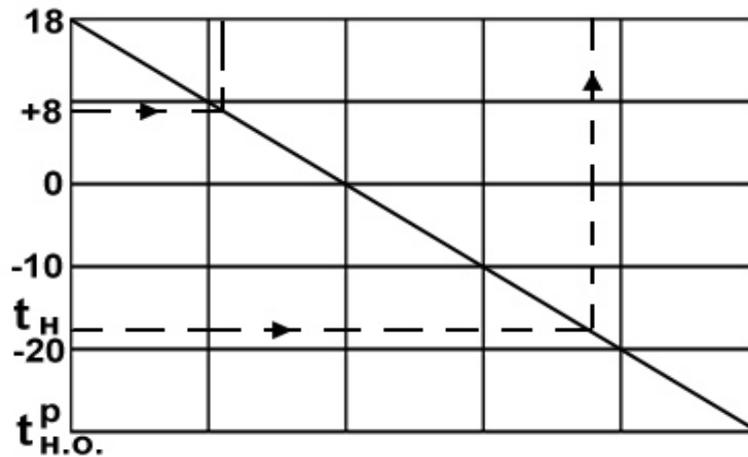
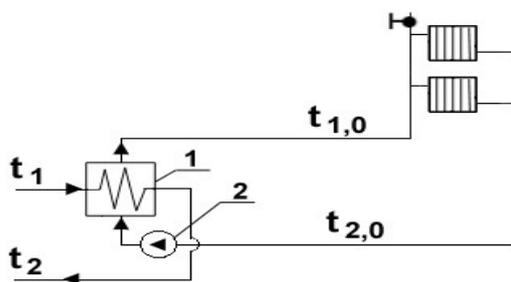


Рисунок 2.1 – График температур качественного регулирования

по отопительной нагрузке для зависимой схемы присоединения отопительных установок

При независимой схеме присоединения абонентов к тепловой сети, представленной на рисунке 2.2, в приборы отопления поступает вода, нагреваемая в отопительном теплообменнике за счёт тепла сетевой воды.



1 – теплообменник системы отопления;

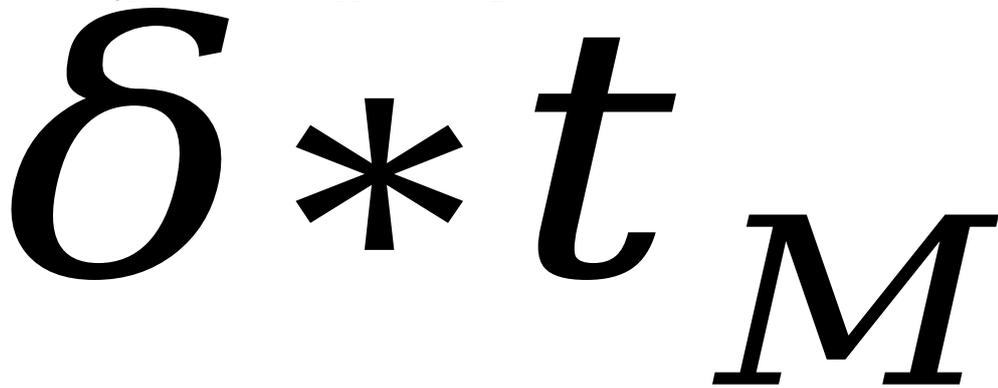
2 – циркуляционный насос

Рисунок 2.2 – Схема независимого присоединения отопительной системы

Расчёты теплообменника упрощаются при использовании тепловых характеристик аппаратов, предложенных Е. Я. Соколовым. Графики изменения температур греющего и нагреваемого теплоносителей при движении вдоль поверхности теплообмена для двух схем включения аппарата (прямоток, противоток) представлены на рисунке 2.3.

Средняя логарифмическая разность температур между теплоносителями заменяется линейной зависимостью вида:

$$\Delta t_{CP} = V - a \cdot \delta \cdot t_M - b \cdot \delta \cdot t_B \quad (2.12)$$



$$a = b = 0,65$$

$$a = 0,35; b =$$

0,65

Рисунок 2.3 – Температурные графики для двух схем включения аппарата

Удельную тепловую производительность аппарата (на 1 °С максимальной разности температур греющей и нагреваемой сред) находят из выражения:

$$q = \frac{Q}{V} = \frac{Q}{a \cdot \delta \cdot t_M + b \cdot \delta \cdot t_B + \Delta t_{CP}} = \frac{1}{\frac{a}{W_B} + \frac{b}{W_M} + \frac{1}{K \cdot F}}, \text{ кВт/}^\circ\text{К}$$

(2.13)

Последнее уравнение легко приводится к безразмерному виду, упрощающему расчёты, если ввести обозначение:

$$\xi = \frac{q}{W_M} \text{ - безразмерная удельная тепловая}$$

производительность.

Балансовые уравнения теплообменника будут иметь вид:

$$Q_{OT} = W_B \cdot \delta \cdot t_M = W_M \cdot \delta \cdot t_B = K \cdot F \cdot \Delta t_{CP} ; \quad (2.14)$$

$$Q_{OT} = \xi \cdot V \cdot W_M = \xi \cdot (t_1 - t_{2,0}) \cdot W_M , \quad (2.15)$$

где W_B , W_M - соответственно максимальный минимальный и водяные эквиваленты обменивающихся теплом сред.

При качественном регулировании расходы теплоносителей остаются фиксированными, а меняется температура. Отсюда следует вывод, что и водяные эквиваленты [$W = G \text{ (кг/с)} \cdot C \text{ (кДж/кг}\cdot\text{К)} = \text{кВт/К}$], а также безразмерная тепловая производительность (ξ) остаются постоянными.

Для водоводяного теплообменника, работающего в противотоке ξ может быть определена через ξ по формуле:

$$\xi = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{W_M}{W_B} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \sqrt{\frac{W_M}{W_B}}} \leq 1 , \quad (2.16)$$

где Φ – параметр теплообменника, который может быть определён из

формулы:

$$KF = \Phi \sqrt{W_M W_B}, \quad \Phi = \frac{KF}{\sqrt{W_M W_B}}. \quad (2.17)$$

Из уравнения теплового баланса теплообменника, представленного выше, температура сетевой воды на входе в аппарат будет равна:

$$t_1 = t_{2,0} + \frac{Q_{OT}}{\xi \cdot W_M} = t_{2,0} + \frac{W_{OT}}{\xi \cdot W_M} \cdot \theta^i \cdot \bar{Q}_{OT}, \quad (2.18)$$

где W_{OT} – эквивалент расхода нагреваемой воды;

θ^i – расчётная разность температур нагреваемой воды

или перепад в отопительной системе ($\theta^i = t_{1,0}^i - t_{2,0}^i$).

Температура воды на выходе из теплообменника составит:

$$t_2 = t_{2,0} + \frac{Q_{OT}}{W_{OT}} \cdot \left(\frac{W_{OT}}{W_M} \cdot \frac{1}{\xi} - 1 \right) \quad (2.19)$$

Постоянный расход при центральном качественном регулировании упрощает эксплуатацию системы. Поэтому этот метод нашел широкое применение в существующих системах теплоснабжения от районных котельных.

При количественном регулировании температура сетевой воды в подающем трубопроводе постоянна.

Регулирование тепловой нагрузки осуществляется изменением расхода воды. Задачей расчёта является определение расхода сетевой воды и её температуры в обратном трубопроводе в зависимости от величины отопительной нагрузки.

Искомые расчётные выражения выводятся из общего уравнения регулирования при условии $t_1^i = const$.

$$\bar{Q}_{OT} = \frac{Q_{OT}}{Q_{OT}^i} = \frac{G_{ПЕРВ} \cdot (t_1 - t_{2,0})}{G_{ПЕРВ}^i \cdot (t_1^i - t_{2,0}^i)}, \text{ где } \frac{G_{ПЕРВ}}{G_{ПЕРВ}^i} = \bar{G}_{OT} \quad (2.20)$$

График количественного регулирования представлен на рисунке 2.4.

Относительный расход сетевой воды определяется из выражения:

$$\bar{G}_{OT} = \bar{Q}_{OT} \cdot \frac{(t_1^i - t_{2,0}^i)}{(t_1 - t_{2,0})} = \frac{\bar{Q}_{OT}}{1 + \frac{\Delta t_{OT}^i}{(\delta \cdot t_0^i - 0,5 \cdot \theta^i)} \cdot (1 - \bar{Q}_{OT}^{0,8})}. \quad (2.21)$$

Температуру сетевой воды в обратном трубопроводе определяют по формуле:

$$t_{2,0} = t_1^i - \delta \cdot t_0^i \cdot \frac{\bar{Q}_{OT}}{\bar{G}_{OT}}. \quad (2.22)$$



10									
----	--	--	--	--	--	--	--	--	--

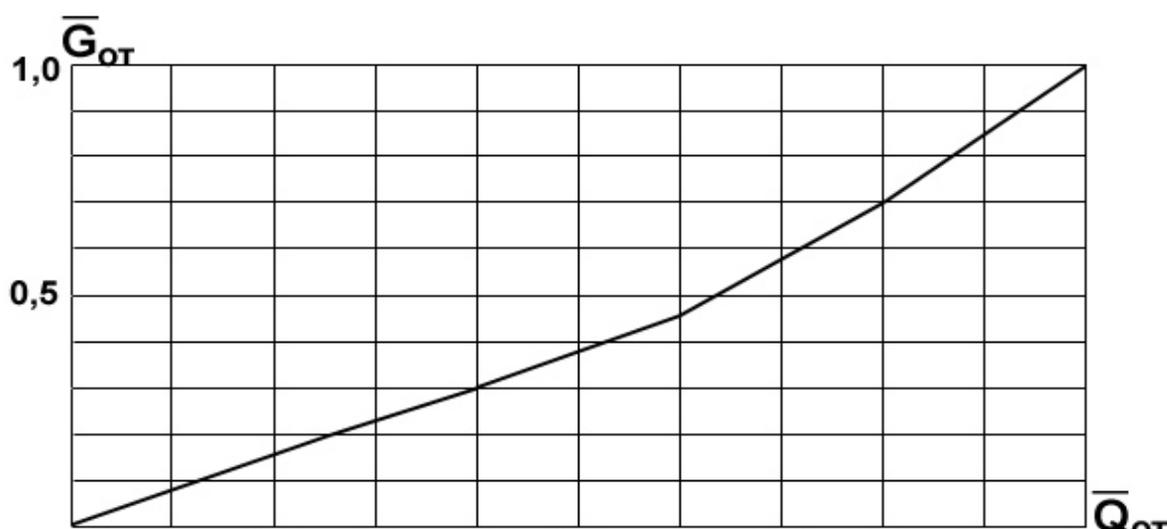


Рисунок 2.4 - График количественного регулирования по отопительной

нагрузке при: $t_1^i = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$; $\theta = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$; $t_b = 18 \text{ } ^\circ\text{C}$

Основные достоинства количественного регулирования – сокращение расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Однако снижение расхода теплоносителя может вызвать разрегулировку системы. Исследованиями установлено, что для устранения переменного влияния естественного давления, вызывающего разрегулировку систем отопления, изменение расхода воды должно отвечать зависимости:

$$\bar{G}_{от} = (\bar{Q}_{от})^m \quad (2.23)$$

Значения степенного коэффициента m принимают:

$m = 0,33$ – для двухтрубных систем отопления;

$m = 0,20 \square 0,25$ – для однетрубных систем.

Существует также и комбинированное, то есть, качественно-количественное регулирование отопительной нагрузки.

Этот вид регулирования осуществляется как за счет изменения расхода, так и температуры сетевой воды в зависимости от величины отопительной нагрузки.

График качественно-количественного регулирования представлен на рисунке 2.5. Особенностью этого вида регулирования является совместное изменение расходных характеристик сетевого теплоносителя и его температурных параметров.

При этом регулирование расхода может быть как плавным (зависимость 2), так и дискретным, то есть ступенчатым (зависимость 3).

Основным достоинством метода является то обстоятельство, что повышение температуры сетевого теплоносителя обеспечивает эквивалентное сокращение его массового расхода. Расход сетевого теплоносителя, подаваемого в систему, определяет расходы электроэнергии на его транспортировку.

Однако необходимо отметить, что такой комплексный подход усложняет систему регулирования и автоматизации. То есть он требует более квалифицированного инженерного обслуживания, что может являться сдерживающим фактором его широкого применения.

Температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе определяют по формулам:

$$t_1 = t_B + \Delta t_{OT}^i \cdot \bar{Q}_{OT}^{0,8} + (\delta \cdot t_0^i - 0,5 \cdot \theta^i) \cdot \frac{\bar{Q}_{OT}}{\bar{G}_{OT}} ; \quad (2.24)$$

$$t_{2,0} = t_B + \Delta t_{OT}^i \cdot \bar{Q}_{OT}^{0,8} - 0,5 \cdot \theta^i \cdot \frac{\bar{Q}_{OT}}{\bar{G}_{OT}} . \quad (2.25)$$

- 1 - отопительный график;
- 2 - качественно-количественное регулирование при плавном изменении расхода;
- 3 - качественно-количественное регулирование при ступенчатом изменении расхода

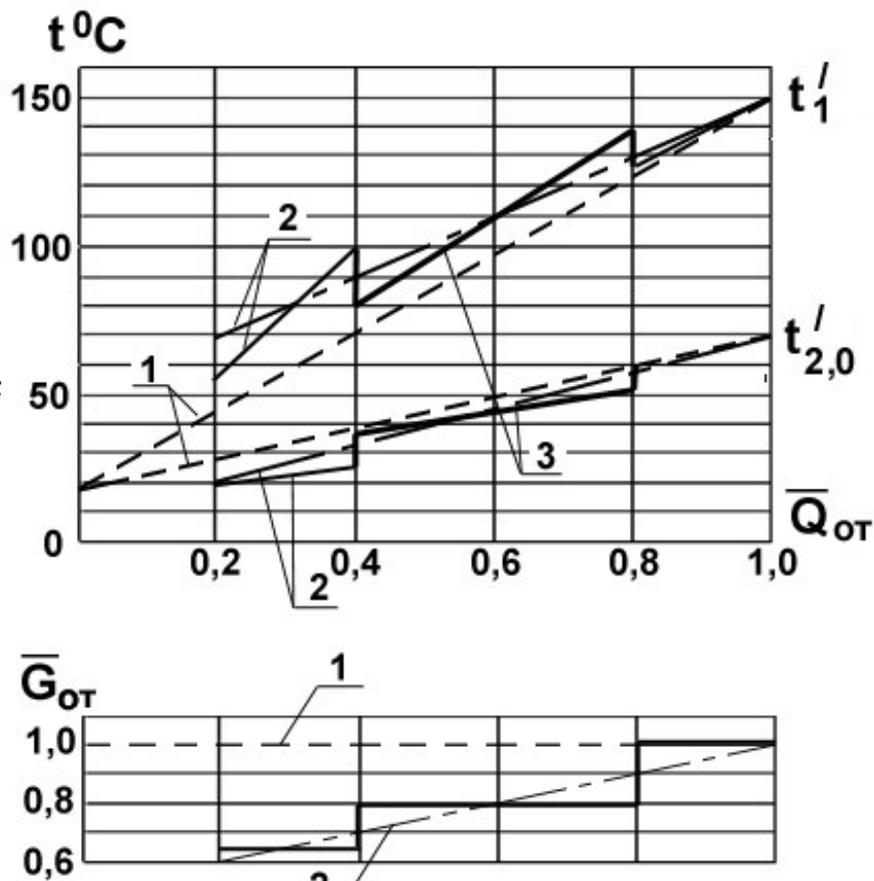


Рисунок 2.5 - График качественно-количественного регулирования по отопительной нагрузке

2.3 Совместное регулирование отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение

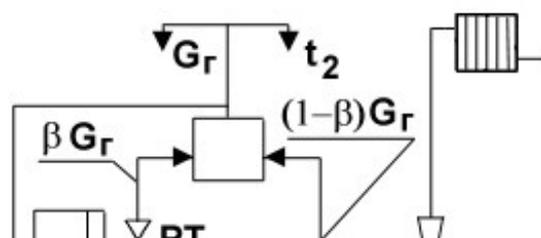
Совместное регулирование отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение имеет место в открытых системах теплоснабжения с разбором сетевой воды на нужды коммунально-бытового водоснабжения.

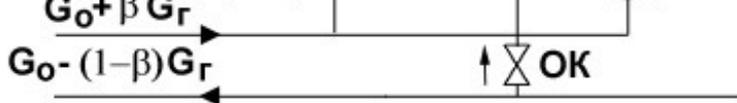
В открытых системах теплоснабжения разбор воды на горячее водоснабжение осуществляется в зависимости от температуры воды в сети.

При температуре воды в подающем трубопроводе, равной $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, водоразбор ведётся только из подающей линии. С повышением температуры сетевой воды ($t_1 > 60\text{ }^{\circ}\text{C}$) водоразбор осуществляется одновременно из обоих трубопроводов в таком соотношении, чтобы температура воды, поступающей на горячее водоснабжение, была равна $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. В холодный период отопительного сезона при $t_{2,0} \leq 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ разбор воды происходит только из обратной магистрали. Для смешения воды в абонентских узлах ввода предусматриваются установки терморегуляторов.

Выбор метода центрального регулирования производится в зависимости от соотношения тепловых нагрузок горячего водоснабжения и отопления, а также схемы абонентского узла ввода. Схема абонентского ввода в открытых системах при центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке представлена на рисунке 2.6.

Схема применима при:





$$\frac{Q_{\Gamma B}^{CP}}{Q_{OT}} \leq 0,15$$

Рисунок 2.6 – Схема абонентского ввода в открытых системах при центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке

Температурный график при центральном качественном регулировании в открытых системах по отопительной нагрузке представлен на рисунке 2.7.

Расчётный расход воды на горячее водоснабжение:

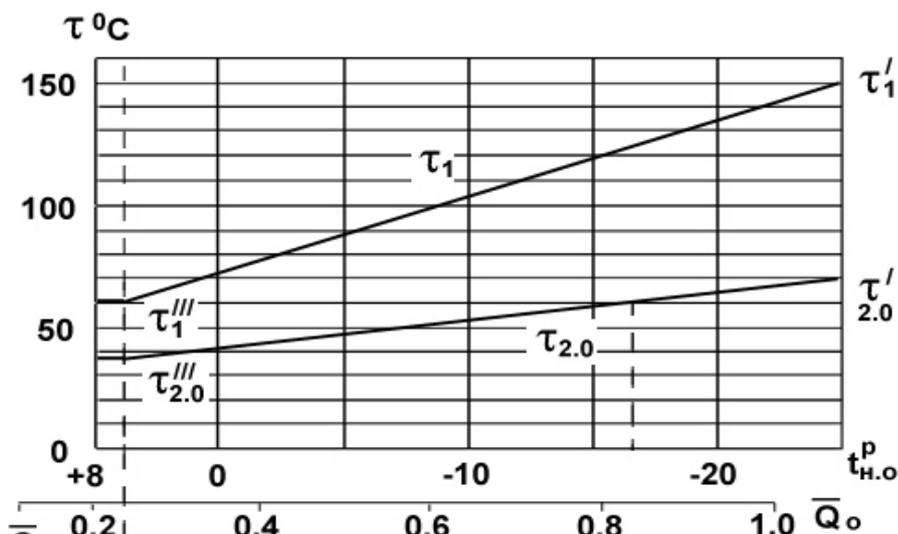
$$G_\Gamma = 3600 \cdot \frac{Q_\Gamma}{C \cdot (t_\Gamma - t_X)} \quad (2.26)$$

Величины водоразбора из подающей $G_\Gamma^П$ линии и из обратной G_Γ^{OB} соответственно равны:

$$G_\Gamma^П = \beta \cdot G_\Gamma \quad ; \quad (2.27)$$

$$G_\Gamma^{OB} = (1 - \beta) \cdot G_\Gamma \quad , \quad (2.28)$$

где β – доля водоразбора из подающего трубопровода.



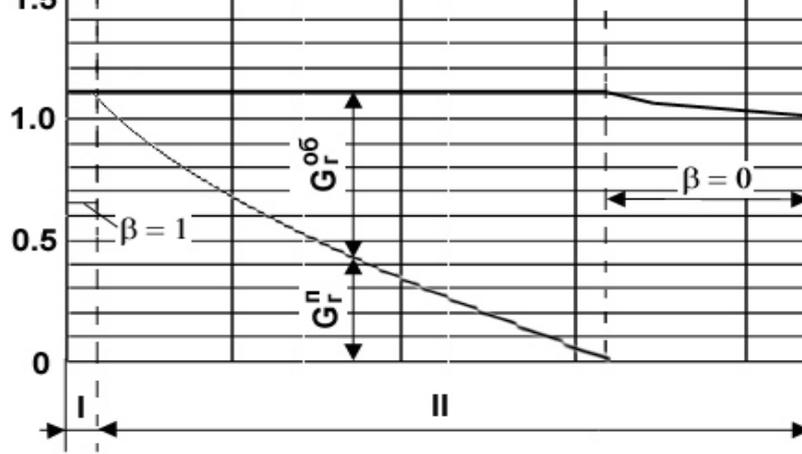


Рисунок 2.7 – График центрального качественного регулирования в открытых системах по отопительной нагрузке

Уравнение теплового баланса узла смешения:

$$G_{Г} \cdot t_{Г} = G_{Г}^{П} \cdot \tau_1 + G_{Г}^{ОБ} \cdot \tau_{2,0} ; \quad (2.29)$$

$$\beta = \frac{t_{Г} - \tau_{2,0}}{\tau_1 - \tau_{2,0}} ; \quad 0 \leq \beta \leq 1 \quad (2.30)$$

В холодный период отопительного сезона при температуре обратной воды $\tau_{2,0} > 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ расход воды на горячее водоснабжение снижается пропорционально отношению:

$$\frac{t_{Г} - t_{Х}}{\tau_{2,0} - t_{Х}} \quad (2.31)$$

При суммарном среднечасовом расходе тепла на горячее водоснабжение более 15 % расчётного часового расхода тепла на отопление, то есть

$$\frac{Q_{Г.В.}^{CP}}{Q_{OT}^i} > 0,15, \quad (2.32)$$

регулирование открытых систем производится по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения качественным или качественно-количественным методом.

Схема абонентского ввода в открытых системах теплоснабжения при центральном качественном регулировании по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения представлена на рисунке 2.8.

Центральное качественное регулирование по совместной нагрузке применяют при соотношении тепловых

нагрузок в пределах:

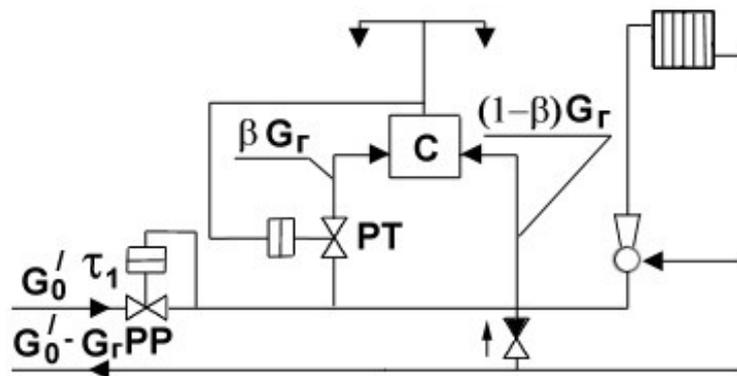
$$0,15 \leq \frac{Q_{Г.В.}^{CP}}{Q_{OT}^i} \leq 0,3$$


Рисунок 2.8 – Схема абонентского ввода в открытых системах

теплоснабжения при центральном качественном регулировании по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Регуляторы расхода на абонентских узлах ввода устанавливаются перед ответвлением на горячее водоснабжение: они поддерживают постоянный расход воды, равный расчётному на отопление. Водоразбор из подающей линии уменьшает поступление сетевой воды в систему отопления. Небаланс тепла на отопление компенсируется некоторым повышением температуры в подающем трубопроводе по сравнению с отопительным графиком. При этом методе регулирования строительные конструкции здания могут быть использованы в качестве аккумулятора тепла, выравнивающего неравномерность суточного графика теплопотребления.

Уравнение теплового баланса системы отопления с учётом водоразбора на горячее водоснабжение имеет вид:

$$Q_{OT} = (G_{OT}^i - \beta \cdot G_G) \cdot C \cdot (\tau_1 - \tau_{2,0}) \quad (2.33)$$

где G_{OT}^i – расчётный расход воды на отопление.

При температуре обратной воды $\tau_{2,0} > 60$ °С водоразбор осуществляется только из обратной магистрали. На этом диапазоне в систему отопления поступает расчётный расход воды $\bar{G}_0 = 1$, вследствие чего скорректированный график соответствует отопительному. Температурный график при центральном качественном регулировании в открытых системах по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения представлен на рисунке 2.9.

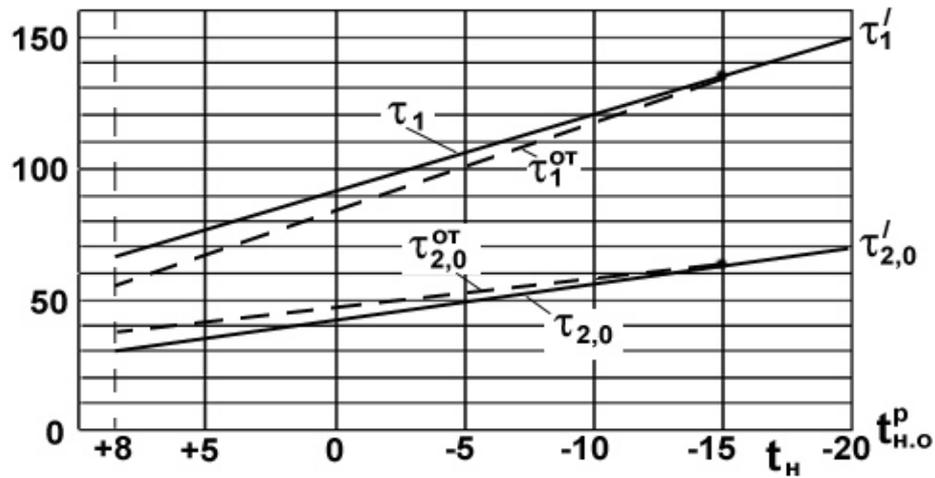


Рисунок 2.9 – Температурный график при центральном качественном регулировании в открытых системах по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения

Температуру воды в подающем и обратном трубопроводах определяют по формулам:

$$\tau_1 = t_B + \frac{\bar{Q}_{OT}}{\bar{G}_{OT}} \cdot (\delta \cdot \tau_0 + \Delta t_{OT}^i \cdot \frac{\bar{G}_{OT}}{\bar{Q}_{OT}^{0,2}} - 0,5 \cdot \theta^i); \quad (2.35)$$

$$\tau_{2,0} = t_B + \frac{\bar{Q}_{OT}}{\bar{G}_{OT}} \cdot (\Delta t_{OT}^i \cdot \frac{\bar{G}_{OT}}{\bar{Q}_{OT}^{0,2}} - 0,5 \cdot \theta^i), \quad (2.36)$$

где $\Delta t_{OT}^i = \frac{t_3^i + t_{2,0}^i}{2} - t_B$ – температурный напор в нагревательном приборе;

$\theta^i = t_3^i - t_{2,0}^i$ – перепад в отопительной системе ;

$\delta \cdot \tau_0^i = \tau_1^i - t_3^i$ – перепад в подающем трубопроводе.

Основные выводы:

1. Системы теплоснабжения представляют собой сложный комплекс взаимосвязанных потребителей тепла. Режим расхода тепла многочисленными абонентами неодинаков.

2. Тепловые нагрузки многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородны не только по характеру теплопотребления, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому центральное регулирование отпуска тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, то есть осуществляется комбинированное регулирование.

3. В паровых системах теплоснабжения качественное регулирование неприемлемо ввиду того, что изменение температуры в необходимом диапазоне требует большого изменения давления. Центральное регулирование паровых систем производится в основном количественным методом или путём пропусков.

4. При качественном регулировании задачей расчёта является определение температуры воды в зависимости от тепловой нагрузки. Расход воды остаётся постоянным в течение всего отопительного сезона.

5. При количественном регулировании температура сетевой воды в подающем трубопроводе постоянна. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется изменением расхода воды. Задачей расчёта является определение расхода сетевой воды и её температуры в

обратном трубопроводе в зависимости от величины отопительной нагрузки.

6. Совместное регулирование отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение имеет место в открытых системах теплоснабжения с разбором сетевой воды на нужды коммунально-бытового водоснабжения.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Характеристика объекта

Проектируемая тепловая сеть от котельной по ул. Серова 272 является магистральной тепловой сетью.

Проектирование тепловой сети микрорайона №9, который включает в себя: многоэтажные жилые дома, здания школьного и дошкольного образования и здания и сооружений общественного культурного и бытового пользования. Котельная по адресу ул. Серова 272 снабжает здания и сооружения тепловой энергией на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Теплоноситель - сетевая вода с параметрами $t=115-70^{\circ}\text{C}$.

Система теплоснабжения - закрытая 2-х трубная.

Источник теплоснабжения - котельная по адресу ул. Серова 272

Способ прокладки - подземная в канале с засыпкой песком.

В проекте применяются - трубы стальные в изоляции изготовленных в заводских условиях по [23].

Изоляция - заводская пенополиуретановая в полиэтиленовой оболочке (для подземной прокладки) и в оцинкованной оболочке для надземной. Для повышения энергосбережения объекта неизолированные трубопроводы, отводы, запорная арматура, элементы металлических неподвижных опор, спускники и воздушники для защиты от коррозии, покрыть грунтовкой ГФ-021 (ГОСТ 25129-82), с последующим покрытием краской БТ-177 (ГОСТ 5631-79) за два раза, затем выполнить изоляцию в соответствии с требованиями [22].

Протяжённость главной расчетной магистрали: -1216,9 метров.

3.2 Определение структуры проектируемого района города и расчет тепловых нагрузок по всем видам теплопотребления

Общий расчетный расход тепловой энергии (тепловая нагрузка), который должна обеспечивать система теплоснабжения, определяется как сумма максимальных тепловых нагрузок на отопление, горячее водоснабжение жилых и общественных зданий и вентиляцию общественных зданий по формуле:

$$Q_p = K \cdot (Q_o^{жс} + Q_o^{общ} + Q_v^{общ} + Q_{г.в.}^{жс} + Q_{г.в.}^{общ}) \quad , \text{ кВт}, \quad (3.1)$$

где K – коэффициент, учитывающий потери тепла в тепловых сетях, принимаемый в пределах $1,03 \div 1,05$;

$Q_o^{жс}$; $Q_{г.в.}^{жс}$ – максимальные тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение жилых зданий;

$Q_o^{общ}$; $Q_v^{общ}$; $Q_{г.в.}^{общ}$ – максимальные тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение общественных зданий.

Результаты расчетов по определению структуры проектируемого района представим в виде таблицы 3.1 (формуляра), которая показана ниже.

Таблица 3.1. – Структура района

№	Адрес потребителя	Наименование потребителя	Объем здания, V м3	Количество этажей	Население, чел	
1	9 Января 1Б	общежитие	15244,2	2	5	212
2	9 Января 4	ж/д- жилой дом	10338,9	2	5	144
3	9 Января 8А	Встр	708,15	1	1	10
4	9 Января 8А	ж/д	14021,2	7	1	195
5	Ашихина 5	ж/д	19898,8	7	5	276
6	Партизанская 2Б	ж/д	86110,4	3	1	119
7	Партизанская 2Б	ж/д	9205,89	1	1	128
8	Партизанская 8	административное ГУВД СК	3115,84	2	2	43
9	Партизанская 8	Адм. ставропольстрой	1133,03	1	1	16
10	Партизанская 8А	УФСИН лит З	12321,7	2	4	171
11	Партизанская 8А	УФСИН гараж лит Г	1416,29	1	1	20
12	Партизанская 8А	лит Д гараж	1133,03	1	1	16
13	Партизанская 8А	УФСИН казарма+вохр лит К+ лит Г	3965,61	1	1	55
14	Партизанская 8А	ж/д	2832,58	2	2	39
15	Партизанская 8А	лит Ш 2 рота охраны и гараж	1416,29	1	1	20

1 6	Партизанск ая 8Б	следственный отдел ГУВД СК лит А	4673,76	2	65
1 7	Партизанск ая 8Б	административное прокуратура	778,96	1	11
1 8	Партизанск ая 8Б	лаборатория ГУВД СК лит Б	1841,18	2	26
1 9	Серова 272	Котельная отопление + гвс	354,07	1	5
2 0	Серова 272	средняя школа №30	26626,2	5	370
2 1	Серова 272	средняя школа №30 гараж	1062,22	1	15
2 2	Серова 277	общежитие колледжа искуств	14871,0	5	207
2 3	Серова 279	медколледж учебное	16216,5	2	225
2 4	Серова 279/5	общежитие медколледжа	16428,9	6	228
2 5	Серова 279 А	ж/д+ офис	14729,4	2	205
2 6	Серова 281А	поликлиника	13950,4	6	194
2 7	Серова 281А	пристроенный хол	1416,29	1	20
2 8	Серова 281А	Гараж	920,59	1	13
2 9	Черняховско го 2 3+М	административное здание	4886,20	1	68
3 0	Черняховско го 2 Н,Р	Административное здание	12888,2	4	179
3 1	Черняховско го 2 п. 13	Административное здание	9701,59	1	135
3 2	Черняховско го 2 А	офис лит А,Б,Г	9630,77	1	134

3	Черняховско				
3	го 2 В	офис	4390,50	1	61
3	Черняховско				
4	го 2 Е	Офис	6798,19	1	94
3	Черняховско	колледж связи			
5	го 3	мастерская учебное	849,77	1	12
3	Черняховско	колледж связи учебный	21740,0		
6	го 3	корпус лит Б учебное	5	4	302
3	Черняховско	колледж связи учебный	30308,6		
7	го 3	корпус лит А учебное	1	4	421
3	Черняховско				
8	го 3	Тир	2124,44	1	30
3	Черняховско	колледж связи гараж			
9	го 3	учебное	1062,22	1	15
4	Черняховско				
0	го 8	ж/д + сбербанк	2004,05	5	28
4	Шевелева				
1	18А	Детский сад №69	835,61	3	12

На основании расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления ($t_{н.о}^p$) из таблицы П2.1[15] принимается укрупненный показатель расхода тепла на отопление жилых зданий, из таблицы П 2.2 -для административных, лечебных и культурно-просветительных зданий и зданий детских учреждений, таблицы П2.3- для промышленных зданий (q_o , ккал/м³·ч·С). Расчетной температуры наружного воздуха для принимается равной минус 19 °С , в соответствии с [21].Так как расчетная температура наружного воздуха для отопления ($t_{н.о}^p = -19$ °С), то коэффициент α принимаем равным 1,194.

Максимальная тепловая нагрузка на отопление жилых и общественных зданий при ($t_{н.о}^p$) определяется по уравнению:

$$Q_{oi} = (1 + \mu) \cdot q_{oi} \cdot \alpha \cdot V_i \cdot (T_{в}^p - T_{н.о}^p) \text{ , кВт ,} \quad (3.2)$$

где μ – коэффициент инфильтрации, учитывающий расход тепла на подогрев воздуха, поступающего в здание путем инфильтрации через неплотности в ограждениях, определяемый по формуле:

$$\mu = 0,01 \cdot \sqrt{20 \cdot H \cdot \left(1 - \frac{T_{н.о}^p}{T_{в}^p}\right) + w_{в}^2} \text{ ,} \quad (3.3)$$

где H – свободная высота здания (высота этажа), принимаемая:

– для жилых и общественных зданий $H = 2,6 \div 3,0$ м;

$w_{в}$ – скорость ветра, м/с

α – поправочный коэффициент; q_o – удельная тепловая характеристика отопления жилых и общественных зданий с расчетной температурой помещений $18 \text{ }^\circ\text{C}$, ккал/(м³·ч·С) ; V

– наружный строительный объем зданий, м³; $(t_{вн} - t_{н.о}^p)$ – разность внутренней температуры помещения и расчетная температура наружного воздуха соответственно, С .

$T_{н.о}^p$; $T_{в}^p$ – трасчетные температуры наружного и внутреннего воздуха для отопления в абсолютной термодинамической шкале, К;

V_i – строительный объем одного типового здания по заданию, м³.

$$\mu = 0,01 \cdot \sqrt{20 \cdot 3} \cdot \left(1 - \frac{292}{291}\right) + 7,4^2 = 0,1335$$

Максимальная тепловая нагрузка на вентиляцию общественных зданий квартала при расчетной

вентиляционной температуре наружного воздуха $(t_{н.о}^p)$ определяется из формулы:

$$Q_{Bi} = q_{Bi} \cdot V_i \cdot (T_v^p - T_{нв}^p), \text{ кВт}, \quad (3.4)$$

где q_o – удельная тепловая характеристика на вентиляцию жилых и общественных зданий с расчетной температурой помещений $18 \text{ }^\circ\text{C}$, ккал/(м³·ч·С);

Тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС для культурно-бытовых, торговых зданий и зданий школьного и дошкольного образования выдана проектировщиками ПТО АО «Теплосеть» г. Ставрополь.

Средний расход теплоты на горячее водоснабжение (ГВС), Гкал/ч, определяем в соответствии с [15] по формуле:

$$Q_{2.в}^{cp} = G_{2.в}^{cp} \cdot \rho_v \cdot (t_2 - t_{х.в}) \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.5)$$

где $G_{2.в}^{cp}$ – среднечасовой расход потребляемой горячей воды из системы ГВС, м³/ч, определяемый по формуле:

$$G_{2.в}^{cp} = n \cdot g_{cp} / (1000\Gamma), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.6)$$

где n – расчетное число потребителей горячей воды; g_{cp} – средняя норма расхода горячей воды, л/сут, за период со средней суточной температурой наружного воздуха, равной не меньше $8 \text{ }^\circ\text{C}$; ρ_v – плотность воды кг/м³; t_2 – температура

горячей воды в водоразборных стояках, принимается по [16] : для закрытых систем не ниже 50 °С , для открытых не ниже 60°С ; $t_{х.в}$ – температура холодной воды, принимается равной 5 °С ; Т – период потребления горячей воды, ч; для жилых и административных и административно-общественных зданий принимается равным 24 ч; для промышленных предприятий – по числу часов работы в сутки.

$$Q_{2.в}^{cp} = n \cdot g_{cp} \cdot \rho_v \cdot (t_2 - t_{х.в}) \cdot 10^6 / (1000T) ; \text{Гкал/ч} \quad (3.7)$$

Максимальная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется по формуле:

$$Q_{2.в}^{\max} = K_{ч} \cdot Q_{2.в}^{cp} , \text{МВт} \quad (3.8)$$

где $K_{ч}$ – коэффициент максимальной часовой неравномерности потребления горячей воды, определяемый из формулы:

$$K_{ч} = 7,5 \cdot (a \cdot m)^{-0,1} \quad (3.9)$$

$$K_{ч} = 7,5 \cdot (105 \cdot 1580)^{-0,1} = 2,25$$

Произведем перевод величин:

$$\text{Гкал/ч} \cdot 1,163 = \text{МВт/ч}$$

Результаты расчетов теплотребления по кварталам проектируемого района представлены в таблице 3.2

Таблица-3.2 Расчет теплотребления

№	Адрес потребителя	Наименование потребителя	Qp CO, МВ т/ч	Qp CB, МВ Т/ч	Qp ГС В, МВ Т/ч	Qср , МВ т/ч	Qг. в ма х, МВ т	ΣQ max, МВт
1	9 Января 1Б	общежитие	0,2 84	0,0 00	0,1 29	0,4 13	0,2 90	0,57 4
2	9 Января 4	ж/д- жилой дом	0,1 70	0,0 00	0,0 45	0,2 15	0,1 02	0,27 2
3	9 Января 8А	ж/д	0,0 12	0,0 00	0,0 22	0,0 34	0,0 50	0,06 1
4	9 Января 8А	ж/д	0,2 30	0,0 00	0,0 37	0,2 67	0,0 84	0,31 4
5	Ашихина 5	ж/д	0,3 27	0,0 00	0,0 98	0,4 24	0,2 20	0,54 7
6	Партизанская 2Б	ж/д	1,4 14	0,0 00	0,2 15	1,6 29	0,4 84	1,89 8
7	Партизанская 2Б	ж/д	0,1 51	0,0 00	0,0 21	0,1 72	0,0 47	0,19 8
8	Партизанская 8	административное ГУВД СК	0,0 51	0,0 00	0,0 00	0,0 51	0,0 00	0,05 1
9	Партизанская 8	адм ставропольстрой	0,0 19	0,0 00	0,0 00	0,0 19	0,0 00	0,01 9
10	Партизанская 8А	УВСИН лит З	0,2 02	0,0 00	0,0 00	0,2 02	0,0 00	0,20 2
11	Партизанская 8А	УФСИН гараж лит Г	0,0 23	0,0 00	0,0 00	0,0 23	0,0 00	0,02 3
12	Партизанская 8А	лит Д гараж	0,0 19	0,0 00	0,0 00	0,0 19	0,0 00	0,01 9
13	Партизанская 8А	УФСИН казарма+в охр лит К+ лит Г	0,0 65	0,0 00	0,0 00	0,0 65	0,0 00	0,06 5
14	Партизанская 8А	ж/д	0,0 47	0,0 00	0,0 00	0,0 47	0,0 00	0,04 7
15	Партизанская 8А	лит Ш+Г2 рота охраны и гара	0,0 23	0,0 00	0,0 00	0,0 23	0,0 00	0,02 3

1 6	Партизанис кая 8Б	следствен ный отдел ГУВД СК лит А	0,0 77	0,0 00	0,0 00	0,0 77	0,0 00	0,07 7
1 7	Партизанис кая 8Б	администр ативное прокурату ры	0,0 13	0,0 00	0,0 00	0,0 13	0,0 00	0,01 3
1 8	Партизанис кая 8Б	лаборатор ия ГУВД СК лит Б	0,0 30	0,0 00	0,0 00	0,0 30	0,0 00	0,03 0
1 9	Серова 272	Котельная отопление + гвс	0,0 06	0,0 00	0,0 34	0,0 40	0,0 76	0,08 2
2 0	Серова 272	Средняя школа №30	0,4 37	0,0 16	0,0 66	0,5 20	0,1 49	0,60 3
2 1	Серова 272	Средняя школа 30 гараж	0,0 17	0,0 00	0,0 00	0,0 17	0,0 00	0,01 7
2 2	Серова 277	общежити е колледжа искуств	0,2 44	0,0 00	0,1 23	0,3 68	0,2 77	0,52 2
2 3	Серова 279	медколлед ж учебное	0,2 66	0,0 00	0,0 00	0,2 66	0,0 00	0,26 6
2 4	Серова 279/5	общежити е медколлед жа	0,2 70	0,0 00	0,0 59	0,3 29	0,1 33	0,40 3
2 5	Серова 279 А	ж/д+ офис	0,2 42	0,0 00	0,0 49	0,2 91	0,1 10	0,35 2
2 6	Серова 281А	поликлини ка	0,2 29	0,0 00	0,1 00	0,3 29	0,2 25	0,45 4
2 7	Серова 281А	пристроен ный хол	0,0 23	0,0 00	0,0 00	0,0 23	0,0 00	0,02 3
2 8	Серова 281А	гараж	0,0 15	0,0 00	0,0 00	0,0 15	0,0 00	0,01 5
2 9	Черняховск ого 2 3+М	администр ация	0,0 80	0,0 00	0,0 00	0,0 80	0,0 00	0,08 0
3 0	Черняховск ого 2 Н,Р	администр ация	0,2 12	0,1 05	0,0 02	0,3 19	0,0 05	0,32 2
3 1	Черняховск ого 2 поз 13	Админист рация	0,1 59	0,0 43	0,0 02	0,2 05	0,0 05	0,20 8

3 2	Черняховск ого 2 А	офис лит А,Б,Г	0,1 58	0,0 00	0,0 86	0,2 44	0,1 94	0,35 2
3 3	Черняховск ого 2 В	офис	0,0 72	0,0 00	0,0 00	0,0 72	0,0 00	0,07 2
3 4	Черняховск ого 2 Е	офис	0,1 12	0,0 00	0,0 00	0,1 12	0,0 00	0,11 2
3 5	Черняховск ого 3	колледж связи мастерска я учебное	0,0 14	0,0 00	0,0 00	0,0 14	0,0 00	0,01 4
3 6	Черняховск ого 3	колледж связи учебный корпус лит Б учебное	0,3 57	0,0 00	0,0 00	0,3 57	0,0 00	0,35 7
3 7	Черняховск ого 3	колледж связи учебный корпус лит А учебное	0,4 98	0,0 00	0,0 83	0,5 80	0,1 86	0,68 4
3 8	Черняховск ого 3	тир	0,0 35	0,0 00	0,0 00	0,0 35	0,0 00	0,03 5
3 9	Черняховск ого 3	колледж связи гараж учебное	0,0 17	0,0 00	0,0 00	0,0 17	0,0 00	0,01 7
4 0	Черняховск ого 8	ж/д + сбербанк	0,3 29	0,0 00	0,0 90	0,4 19	0,2 01	0,53 1
4 1	Шевелева 18А	д/с 69	0,1 37	0,0 00	0,1 13	0,2 50	0,2 54	0,39 1
	ИТОГ:		7,0 87	0,1 64	1,3 75	8,6 26	3,0 93	10,3 4

Суммарная расчетная тепловая нагрузка проектируемого района составит: 8,626 МВт/ч

3.3Определение годового расхода тепла на коммунально-бытовые нужды

Годовой расход тепла по проектируемому жилому району определяется как сумма расходов тепла на покрытие сезонной нагрузки (отопление и вентиляция) и круглогодичной нагрузки (горячее водоснабжение) и рассчитывается по формуле:

$$Q^{год} = Q_o^{год} + Q_v^{год} + Q_{г.в}^{год} , \text{ МДж}, \quad (3.10)$$

где $Q_o^{год} + Q_v^{год}$ – годовой расход тепла на покрытие сезонной тепловой нагрузки (отопление и вентиляция), определяемый по графику продолжительности действия сезонной нагрузки;

$Q_{г.в}^{год}$ – годовой расход тепла на покрытие круглогодичной тепловой нагрузки (горячее водоснабжение), определяемый по графику круглогодичной нагрузки. Кроме того, годовой расход тепла на горячее водоснабжение с достаточной точностью может быть определен по величине средних тепловых нагрузок на горячее водоснабжение в отопительный и летний периоды по формуле:

$$Q_{г.в}^{год} = (Q_{г.в}^{ср} \cdot n_o + Q_{г.в}^{ср.л} \cdot n_l) \cdot 3,6 , \text{ МДж}, \quad (3.11)$$

где $Q_{г.в}^{ср}$ – средняя суммарная тепловая нагрузка района на горячее водоснабжение за отопительный период, определенная в разделе 4, кВт;

$Q_{г.в}^{ср.л}$ – средняя суммарная тепловая нагрузка района на горячее водоснабжение в летний период, определяемая по данным [18] из формулы:

$$Q_{2.6}^{cp.l} = Q_{2.6}^{cp} \cdot \frac{t_{2.6} - t_{x.l}}{t_{2.6} - t_{x.6}} \cdot \beta, \text{ кВт}, \quad (3.12)$$

где $t_{x.l}$ – температура холодной водопроводной воды в летний период, принимаемая равной +15 °С;

β – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение в летний период, принимаемый равным 0,8;

n – продолжительность отопительного периода из таблицы климатологических данных [21], час;

n_l – продолжительность летнего периода, определяемая как остаток от числа часов в году за вычетом продолжительности отопительного периода и числа часов на профилактику и ремонт в течение 15 суток из формулы:

$$n_l = 8760 - n_o - n_{проф}, \text{ час} \quad (3.13)$$

Расчет:

$$n_l = 8760 - 4056 - 360 = 4344 \text{ час},$$

$$Q_{2.6}^{cp.l} = \frac{1,375 \cdot 60 - 15}{60 - 5} \cdot 0,8 = 0,9 \text{ МВт},$$

$$Q_{2.6}^{год} = (1,375 \cdot 4056 + 0,9 \cdot 4344) \cdot 3,6 = 34,151 \cdot 10^6 \text{ МДж}.$$

График круглогодичной тепловой нагрузки горячего водоснабжения, совмещают с графиком сезонной тепловой нагрузки, в результате чего получают комплексный график годового потребления тепла.

Площадь графика – 53,5 см²

Масштаб графика – 223,311 МВт · ч/см²

Определение расхода тепла по графику – 11948,3 · 3600 = 43,014 · 10⁶ МДж

Годовой расход тепла по проектируемому жилому району:

$$Q^{год} = 34,151 \cdot 10^6 + 43,014 \cdot 10^6 = 77,165 \cdot 10^6 \text{ МДж.}$$

3.4 Определение годовой потребности топлива для покрытия расчетных тепловых нагрузок района

Настоящий этап расчета обусловлен необходимостью своевременной подачи топлива к источнику тепла, а также создания возможных его резервных запасов с целью обеспечения бесперебойного теплоснабжения проектируемого района города.

Так как вид топлива заданием не лимитируется, то оценку годовой потребности целесообразно выполнить в расчете на условное топливо:

$$B_{y.m}^{год} = \frac{Q^{год}}{Q_{n(y.m)}^p \cdot \eta_k}, \text{ кг/год,} \quad (3.14)$$

где $Q_{n(y.m)}^p$ – низшая теплота сгорания условного топлива, принимаемая равной 29,3 МДж/кг;

η_k – коэффициент полезного действия источника тепла, принимаемый равным 0,90 – 0,92.

$$B_{y.m}^{год} = \frac{77,165 \cdot 10^6}{29,3 \cdot 0,9} = 2,93 \cdot 10^6 \text{ кг/год.}$$

3.5 Регулирование отпуска тепла

3.5.1 Выбор вида регулирования

Согласно данным [24] для двухтрубных водяных систем теплоснабжения при наличии в районе теплоснабжения нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения должно применяться центральное качественное регулирование отпуска тепла по совместной нагрузке

отопления и горячего водоснабжения (повышенный график температур воды).

Температура воды в подающей линии тепловой сети для закрытой системы теплоснабжения в данном проекте принимается -115°C ;

3.5.2 Построение температурного графика

Для двухтрубных тепловых сетей, как правило, принимается центральное качественное регулирование по отопительному графику, которое дополняется местным регулированием в центральных и индивидуальных тепловых пунктах, а также непосредственно у отдельных систем теплопотребления или у отдельных теплоприемников [15].

Подогрев воды в тепловом узле жилого дома осуществляется в одну ступень.

Местное регулирование должно осуществляться автоматическими регуляторами давления, напора, расхода и температуры. Автоматическое регулирование температуры в системах горячего водоснабжения по условиям обеспечения безопасности потребителей обязательно [18]

Если у потребителей теплоты кроме отопительно-вентиляционной нагрузки имеется нагрузка горячего водоснабжения, график температуры воды в подающем трубопроводе спрямляется на уровне, обеспечивающем необходимую температуру воды в системах ГВС. Температуру в подающем трубопроводе сети в точке излома графика принимают равной 70°C в закрытых системах и 60°C в открытых системах.

При наличии нагрузки ГВС у большинства потребителей график температура воды в тепловой сети обычно строится по совместной нагрузке отопления и горячего

водоснабжения [19]. При этом исходят из значения показателя α , равного отношению средней часовой тепловой нагрузки на ГВС $Q_{Г.В}^{CP}$ к расчетному расходу теплоты на отопление Q_O^P .

Температура воды в подающих линиях отопительных систем жилых, общественных и промышленных зданий, оборудованных конвективно-излучающими нагревательными приборами и подключенных к тепловой сети через смесительные устройства (элеватор или подмешивающий насос), определяется по формуле:

$$t_3 = \tau_{2,0} + \theta^I \cdot \bar{Q}_0 = t_e + \Delta t_0^I \cdot \bar{Q}_0^{0,8} + 0,5 \theta^I \cdot \bar{Q}_0, \quad ^\circ\text{C}, \quad (3.15)$$

где t_e – расчетная температура воздуха внутри отапливаемых зданий, $^\circ\text{C}$; $\tau_{2,0}$ – расчетные температуры в подающем трубопроводе после смесительного устройства и соответственно после отопительных и вентиляционных систем, $^\circ\text{C}$; q – отношение расхода теплоты на отопление при данной температуре наружного воздуха к расходу теплоты при расчетной наружной температуре для проектирования отопления,

$$q = (t_{в.р} - t_n) / (t_{в.р} - t_{н.р}); \quad (3.16)$$

$$q = (18 - 8) / (18 + 19);$$

здесь $t_{в.р}$ и $t_{н.р}$ – соответственно текущая и расчетная для проектирования отопления температуры наружного воздуха; n – показатель, определяемый по формуле:

$$n = 1 / (1 + m); \quad (3.17)$$

$$n = 1 / (1 + 0,25) = 0,8;$$

здесь m - показатель степени в формуле коэффициента теплопередачи конвективно-излучающего прибора, равный для большинства приборов 0,25.

Температура обратной воды от этих систем отопления:

$$\tau_2 = t_B + \frac{\bar{Q}_0}{\bar{G}_0} \cdot \left(\Delta t_0^I \cdot \frac{\bar{G}_0}{\bar{Q}_0^{0,2}} - 0,5 \theta^I \right) \quad (3.18)$$

Температура воды в подающей линии тепловой сети для теплоснабжения указанных систем определяется выражением:

$$\tau_1 = t_B + \frac{\bar{Q}_0}{\bar{G}_0} \left(\delta \tau_0^I + \Delta t_0^I \cdot \frac{\bar{G}_0}{\bar{Q}_0^{0,2}} - 0,5 \theta^I \right) \quad (3.19)$$

Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, после системы отопления, °С:

$$\tau_{2,0} = \tau_1 - \delta \tau_0^I \cdot \bar{Q}_0 = t_B + \Delta t_0^I \cdot \bar{Q}_0^{0,8} - 0,5 \theta^I \cdot \bar{Q}_0 \quad (3.20)$$

$$t_{ГВС} = t_{инод} - 30$$

При расчете графиков температур следует принимать [20,21]:

Начало и конец отопительного периода при температуре

наружного воздуха $t_n = 8^\circ C$; расчетная температура воздуха в

жилых помещениях $t_{в.п} = 18^\circ C$, а в промышленных зданиях

$t_{в.п} = 16^\circ C$.

Расчетная температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети должна приниматься по проектным данным. В

данном проекте принимает температуру воды в подающем трубопроводе 115 °С.

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 – Данные для построения температурного графика работы тепловой сети

Тн.в						
.	τ1	τ1,0	τ2	τ2,0	t3	tГВС
8	52,55	71,62	36,07	40,39	47,15	40,00
7	55,07	73,24	37,58	41,70	49,13	40,00
6	57,57	74,86	39,06	42,97	51,08	40,00
5	60,03	76,48	40,51	44,22	53,00	40,00
4	62,47	78,10	41,94	45,45	54,91	40,00
3	64,89	79,72	43,34	46,65	56,78	40,00
2	67,29	81,34	44,71	47,83	58,64	40,00
1	69,67	82,96	46,06	49,00	60,48	40,00
0	72,04	84,58	47,40	50,15	62,31	42,04
-1	74,39	86,20	48,71	51,28	64,12	44,39
-2	76,72	87,82	50,01	52,40	65,91	46,72
-3	79,04	89,44	51,29	53,50	67,69	49,04
-4	81,34	91,06	52,56	54,59	69,45	51,34
-5	83,64	92,68	53,81	55,67	71,21	53,64
-6	85,92	94,30	55,05	56,73	72,95	55,92
-7	88,19	95,92	56,27	57,78	74,68	58,19
-8	90,45	97,54	57,48	58,83	76,39	60,45
-9	92,70	99,16	58,68	59,86	78,10	62,70
-10	94,94	100,78	59,87	60,88	79,80	64,94
-11	97,17	102,40	61,04	61,90	81,49	67,17
-12	99,39	104,02	62,21	62,90	83,17	69,39
-13	101,60	105,64	63,37	63,90	84,84	71,60
-14	103,80	107,26	64,51	64,88	86,50	73,80
-15	106,00	108,88	65,65	65,86	88,16	76,00
-16	108,19	110,50	66,78	66,83	89,81	78,19
-17	110,37	112,12	67,90	67,80	91,45	80,37
-18	112,54	113,74	69,01	68,76	93,08	82,54
-19	115,00	115,00	70,00	70,00	95,00	85,00

По данной таблице построен график, показанный на рисунке 3.1

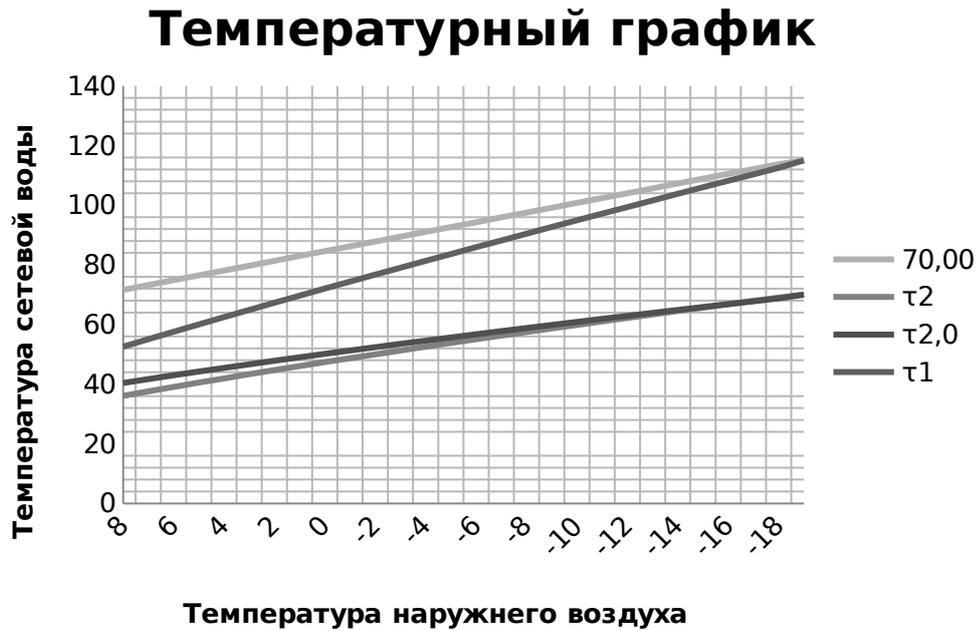


Рисунок - 3.1-Температурный график

3.6 Гидравлический расчет и гидравлический режим системы теплоснабжения

3.6.1 Определение расчетных расходов теплоносителя

До начала гидравлического расчета необходимо определить расчетные расходы теплоносителя. Расчетные расходы для определения диаметров труб в водяных тепловых сетях должны определяться отдельно для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в зависимости от типа системы теплоснабжения (открытая или закрытая) и схемы присоединения водонагревателей горячего водоснабжения из формул.

На отопление в режиме максимальной нагрузки при $t_n = t_{н.о.}^p$.

$$G_o = \frac{Q_o^{ж+общ}}{C \cdot (t_{под} - t_{обр})} \text{ , кг/с} \tag{3.21}$$

$$G_o = \frac{7087}{4.19 \cdot (115 - 70)} = 37.587 \text{ кг/с}$$

На вентиляцию в режиме максимальной нагрузки при $t_n = t_{н.в}^p$

$$G_v = \frac{Q_v^{общ}}{C \cdot (t_{под} - t_{обр})}, \text{ кг/с} \quad (3.22)$$

$$G_o = \frac{168}{4,19 \cdot (115 - 70)} = 0,891 \text{ кг/с}$$

Суммарный расчетный расход:

$$G_p = G_o + G_v \quad (3.23)$$

$$G_p = 0,891 + 37,59 = 38481 \text{ кг/с}$$

Среднечасовой и максимальный расходы на горячее водоснабжение для закрытых систем:

$$G_{2.в}^{cp} = \frac{Q_{2.в}^{cp}}{C \cdot (\tau_1''' - \tau_2''')}, \text{ кг/с} \quad (3.24)$$

$$G_{2.в}^{cp} = \frac{1375}{4,19 \cdot (70,1 - 48,2)} = 14,98 \text{ кг/с.}$$

$$G_{2.в}^{max} = \frac{Q_{2.в}^{max}}{C \cdot (\tau_1'''' - \tau_2''')}, \text{ кг/с} \quad (3.25)$$

$$G_{2.в}^{max} = \frac{3093}{4,19 \cdot (70,1 - 48,2)} = 33,7 \text{ кг/с.}$$

Расчетные расходы теплоносителя определены.

3.6.2 Гидравлический расчет тепловой сети

На этапе предварительного расчета определяются внутренние диаметры всех участков главной магистрали, исходя из рекомендаций равенства удельных линейных потерь давления на этих участках. По данным для участков водяных тепловых сетей от источника тепла до наиболее удаленного потребителя величину удельных линейных потерь давления можно принять $R_n = 80 \text{ Па/м}$.

	участка									
	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Задвижка	0	0	1	2	1	0	0	2	1	2
Тройник	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Крестовина	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отвод	0	0	1	10	0	2	0	0	2	2

Полная расчетная длина каждого из рассматриваемых участков определяется по формуле:

$$L_{n,i} = L_i + \sum L_{\Sigma,i} , \text{ м}, \quad (3.26)$$

где L_i - протяженность рассматриваемого участка по расчетной схеме теплосети, м;

$\sum L_{\Sigma,i}$ - суммарная эквивалентная длина всех видов местных сопротивлений рассматриваемого участка, м.

Полученные данные представляют в виде таблицы 3.5. По результатам выполненных расчетов определяют усредненный коэффициент местных гидравлических сопротивлений для главной расчетной магистрали ($\alpha_{\text{гл.}}$).

Таблица 3.5- Результаты предварительного гидравлического расчета

№ уч	G, кг/с	G, т/ ч	L, м	R, Па/ м	W, м/с	Двн	D	$\sum L_{\Sigma}$, м	Лп.р	α
1	49,2861	177,43	8	47	1,28	0,207	22	11,1	19,1	1,387
2	3,11111	11,2	10	150	0,85	0,066	76*3,	18	124	0,169
3	2,93333	10,5	40	63	0,6	0,077	89*3,	4,95	44,9	0,123
4	0,09166	0,33	7	60	0,6	0,024	76*3,	0	7	0
5	0,07222	0,26	3	60	0,6	0,022	76*3,	0	3	0
6	0,09166	0,33	2	61	0,5	0,024	76*3,	0	2	0

7	45,7916	164,85	20	35	0,92	0,213				
	7					91	273*7	0	20	0
8	21,5611	77,6	10			0,157				0,205
	1	2	2	47	0,85	74	194*5	21	123	88
9	15,8444	57,0	22			0,155		119,	345,	0,527
	4	4	6	30	0,65	18	194*5	1	1	16
10	29,5888	106,				0,130	159*4	16,2	24,2	
	9	52	8	220	1,57	60	,5	4	4	2,03
11	0,96666					0,069	76*3,			
	7	3,48	7	16	0,28	48	5	0	7	0
12	1,71388					0,066	76*3,			0,364
	9	6,17	14	56	0,5	16	5	5,1	19,1	28
13	0,38055					0,035	57*3,			
	6	1,37	6	110	0,6	41	5	0	6	0
14	3,66388	13,1				0,092				0,323
	9	9	52	35	0,48	95	108*4	16,8	68,8	07
15	3,07222	11,0				0,077	133*4			0,183
	2	6	36	69	0,81	09	,5	6,6	42,6	33
16	1,18333					0,051	57*3,		104,	0,067
	3	4,26	98	110	0,6	5	5	6,57	57	04
17	2,64722					0,092				
	2	9,53	10	20	0,37	86	108*4	13,2	23,2	1,32
18	0,425					0,034	57*3,			
	0,425	1,53	5	145	0,68	85	5	0	5	0
19	1,59166					0,067	76*3,			0,214
	7	5,73	28	45	0,45	30	5	6	34	28
20	1,05					0,069	76*3,			
	1,05	3,78	28	18	0,28	82	5	7	35	0,25
21	0,34444					0,052				
	4	1,24	30	12	0,3	21	108*4	13,2	43,2	0,44
22	0,09722					0,034	57*3,		38,5	0,134
	2	0,35	34	11	0,15	96	5	4,57	7	41
23	0,48888					0,051	57*3,			
	9	1,76	8	23	0,27	79	5	0	8	0
24	2,76388					0,093	159*4	24,6	56,6	
	9	9,95	32	21	0,45	33	,5	4	4	0,77
25	0,18333					0,041	57*3,			
	3	0,66	11	13	0,2	76	5	0	11	0
26	0,68888					0,067			30,6	0,056
	9	2,48	29	10	0,26	94	108*4	1,65	5	89
27	0,12222					0,024	57*3,			0,162
	2	0,44	4	100	0,56	79	5	0,65	4,65	5
28	0,15833					0,025	57*3,			
	3	0,57	5	140	0,68	33	5	0,65	5,65	0,13

29	0,40555 6	1,46	17	10	0,2	0,057 04	76*3, 5	0	17	0
30	0,40555 6	1,46	9	18	0,25	0,051 01	57*3, 5	0	9	0
31	0,60138 9	2,16 5	60	10	0,25	0,064 96	89*3, 5	9,48	69,4 8	0,158
32	0,26944 4	0,97	10	15	0,21	0,046 14	57*3, 5	0,65	10,6 5	0,065
33	0,34444 4	1,24	25	27	0,24	0,044 75	57*3, 5	0	25	0
34	1,15	4,14	51	23	0,33	0,068 68	76*3, 5	17,8 4	68,8 4	0,349 80
35	0,06666 7	0,24	45	10	0,1	0,031 43	0,33	5,88	50,8 8	0,130 66
36	21,6333 3	77,8 8	25	10	0,46	0,211 90	273*7	11,1	36,1	0,444
37	21,6333 3	77,8 8	43	10	0,41	0,211 90	219*6	52,3 4	95,3 4	1,217 20
38	15,7166 7	56,5 8	49	15	0,6	0,176 55	273*7	11,1	60,1	0,226 53
39	1,67222 2	6,02	49	50	0,48	0,067 05	76*3, 5	1,28	50,2 8	0,026 12
40	11,0194 4	39,6 7	13 4	13	0,45	0,163 65	194*5	45,1 6	179, 16	0,337 01
41	10,2055 6	36,7 4	72	30	0,56	0,134 21	159*4 ,5	10,6 4	82,6 4	0,147 77
42	6,86666 7	24,7 2	40	11	0,4	0,142 49	194*5	32,7	72,7	0,817 5
43	2,175	7,83	54	85	0,62	0,066 11	76*3, 5	2,55	56,5 5	0,047 22
44	2,13333 3	7,68	9	13	0,32	0,093 86	108*4	0	9	0
45	0,12222 2	0,44	6	11	0,15	0,037 70	0,033	0	6	0
46	0,07777 8	0,28	3	11	0,15	0,032 48	0,033	0,65	3,65	0,216 66
47	2,51111 1	9,04	29 6	18	0,35	0,093 11	108*4	23,1	319, 1	0,078 04
48	1,26111 1	4,54	54	12	0,27	0,080 12	108*4	3,3	57,3	0,061 11
49	1,26111 1	4,54	2	120	0,6	0,051 73	57*3, 5	0	2	0
50	1,75555 6	6,32	21	20	0,34	0,081 09	108*4	0	21	0

51	1,51666 7	5,46	3	18	0,31	0,078 83	89*3, 5	0	3	0
52	0,23611 1	0,85	7	14	0,21	0,044 76	57*3, 5	0	7	0
53	2,45833 3	8,85	14	42	0,48	0,078 71	89*3, 5	5,1	19,1	0,364 28
54	1,625 1,625	5,85	4	21	0,35	0,078 32	108*4	87,7	511, 7	0,206 84
55	8,12777 8	29,2 6	14	10	0,35	0,153 40	194*5	3,36	17,3 6	0,24
56	1,41111 1	5,08	56	14	0,28	0,080 74	108*4	9,9	65,9	0,176 78
57	6,71388 9	24,1 7	33	10	0,35	0,144 02	194*5	0	33	0
58	3,17222 2	11,4 2	12	23	0,4	0,095 99	108*4	6,6	18,6	0,55
59	2,53333 3	9,12	59	44	0,5	0,078 79	89*3, 5	8,92	67,9 2	0,151 18
60	2,275 1	8,19	13 1	38	0,47	0,078 19	89*3, 5	7,78	138, 78	0,059 38

Гидравлический расчет окончен, определены экономически обоснованные удельные линейные потери , вследствие чего подобраны соответствующие диаметры.

При заданных расчетных температурах сетевой воды с увеличением перепада давлений уменьшаются капитальные вложения в сети и потери тепла трубопроводами, так как их диаметры уменьшаются. Однако, при этом возрастает расход электроэнергии, затрачиваемый на работу сетевых насосов. Следовательно, перепад давлений сети должен быть экономически обоснованным.

Задачей окончательного гидравлического расчета является определение экономически обоснованных удельных потерь давления ($R_{л.эк.}$, Па/м) для главной расчетной магистрали и уточнение на этой основе (с округлением до ближайшего стандартного значения по сортаменту труб)

диаметров всех расчетных участков теплосети, а также перепадов давлений в них.

Для определения экономически обоснованных удельных линейных потерь давления принимаются следующие нормативно-технологические показатели:

$n_{m.c}$ – число часов работы тепловой сети в течение года

$$n_{m.c} = 8760 - n_{проф.} = 8760 - 360 = 8400, \text{ ч};$$

– $n_u = 6000$ ч – число часов использования максимальной мощности сетевых насосов;

– $\eta_n = 0,7$ – коэффициент полезного действия насосов;

– $\eta_{э.д} = 0,93$ – коэффициент полезного действия электродвигателей;

– K – коэффициент теплопередачи теплопровода с учетом изоляции, каналов, грунта, отнесенный к поверхности неизолированной трубы, Вт/м²·К (принимается для сухих, маловлажных и влажных грунтов равным соответственно 0,8; 1,1; 1,5);

– t_o – среднегодовая температура грунта на глубине заложения оси теплопровода, определяемая по формуле:

$$t_o = 5 \cdot \frac{t_k + t_{н.о}^p}{t_k - 30}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.27)$$

$$t_o = 5 \cdot \frac{40 + (-19)}{40 - 30} = 10,5 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $t_k = +40^\circ\text{C}$ – максимальная температура воздуха в непроходном канале теплотрассы;

$\beta = 0,25$ – коэффициент местных тепловых потерь;

$E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;

$P_{m.c} = 0,075$ - норма годовых амортизационных отчислений;

$Z_m = 1208,34$ руб./МВт·ч - стоимость тепловой энергии;

$Z_{\text{э}} = 7,42$ руб./кВт·ч - стоимость электроэнергии;

v - постоянный коэффициент для определения стоимости тепловой сети, руб./м²,

Обязательным параметром при определении оптимального перепада давлений в теплосети является также среднегодовая температура теплоносителя в тепловой сети (τ_{cp}), которая определяется по формуле:

$$\tau_{cp} = \frac{\tau_{cp1} + \tau_{cp2}}{2}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.28)$$

Где $\tau_{cp.1}$ и $\tau_{cp.2}$ - среднегодовые температуры теплоносителя соответственно в подающем и обратном трубопроводах теплосети, которые определяют по формулам:

$$\tau_{cp1} = \frac{\tau_{11} \cdot n_1 + \tau_{12} \cdot n_2 + \dots + \tau_{1n} \cdot n_n + \tau_{1.0}^{\min} \cdot (n_{mc} - n_o)}{n_{mc}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.29)$$

$$\tau_{cp1} = \frac{1155+11512+10662+95228+83652+701222+701135+70740+70(8400-4056)}{8400} = 72,04 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau_{cp2} = \frac{\tau_{21} \cdot n_1 + \tau_{22} \cdot n_2 + \dots + \tau_{2n} \cdot n_n + \tau_{2.0}^{\min} \cdot (n_{mc} - n_o)}{n_{mc}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.30)$$

$$\tau_{cp2} = \frac{705+7012+6662+60228+54652+481222+501135+52740+48(8400-4056)}{8400} = 49,59 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau_{cp} = \frac{77,67 + 35,83}{2} = 56,75 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Где $\tau_{11}, \tau_{12}, \tau_{1n}$ и $\tau_{21}, \tau_{22}, \tau_{2n}$ - значения температур сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах, получаемые из графика центрального

качественного регулирования при температурах наружного воздуха ($t_{н1}, t_{н2}, t_{нn}$), соответствующих числу часов стояния характерных температур отопительного периода; последние принимаются из таблицы климатологических данных [21]

n_1, n_2, n_n - число часов стояния характерных температур отопительного периода, начиная от минимальных отрицательных и завершая окончанием отопительного периода;

$\tau_{1.0}^{min}$ - минимально допустимая температура в подающем трубопроводе, которая принимается равной 60° или 70°C в зависимости от вида системы теплоснабжения;

$\tau_{2.0}^{min}$ - минимальная расчетная температура в обратном трубопроводе, получаемая из графика регулирования по отопительной нагрузке.

Оптимальный перепад давлений в главной расчетной магистрали следует находить из выражения:

$$\Pi = C_n + C_{mn} + (E_n + P_{mc}) \cdot K_{mc} \quad (3.31)$$

где Π - приведенные затраты, руб./год;

C_n - годовые затраты на перекачку теплоносителя, руб./год;

$C_{m.n}$ - годовая стоимость тепловых потерь, руб./год;

$K_{т.с}$ - капитальные вложения в тепловые сети, руб.

Подставляя в формулу (3.11) развернутые значения величин (C_n), ($C_{т.н}$), ($K_{т.с}$) /3/ и оптимизируя функцию по классическому определению экстремума ($\partial \cdot \Pi / \partial \cdot \Delta P_{л} = 0$; $\partial^2 \cdot \Pi / \partial \cdot \Delta P_{л}^2 > 0$), получают расчетную формулу инженерного вида:

$$\Delta P_{\text{л.эк}} = 418 \cdot (\sigma \tau'_0)^{0,52} \times \left[\frac{2,02 \cdot 10^5 \cdot K \cdot (\tau_{\text{сп}} - t_0) \cdot n_u \cdot z_m + B}{(1 + \alpha_{\text{эл}}) \cdot n_u \cdot z_s} \times \frac{L^{0,19}}{Q_p} \times \sum_1^m Q_i^{0,38} \cdot L_i \right]^{0,84} \quad (3.32)$$

где $\sigma \tau'_0 = \tau'_1 - \tau'_{2,0}$ - расчетный перепад температур воды в тепловой сети по заданию, °С;

L - суммарная длина всех участков главной расчетной магистрали, м;

Q_p - максимальная расчетная нагрузка тепловой сети, определенная по формуле, МВт;

Q_i - расчетная нагрузка i -ого участка главной магистрали, МВт;

L_i - проектная длина i -ого участка главной расчетной магистрали.

Расчет комплексной величины $\sum_1^m Q_i^{0,38} \cdot L_i$ представлен в виде таблицы 1.6

Тепловые нагрузки по всем участкам главной расчетной магистрали определяют на основании результатов расчета теплопотребления по кварталам проектируемого района.

Ряд характеристик (η_n ; η_s ; E_n и др.), не нашедших отражения в явной форме, представлены обобщающими численными коэффициентами.

По результатам расчета $\Delta P_{\text{л.эк}}$ определяем экономически обоснованный коэффициент удельных потерь давления:

$$R_{\text{л.эк}} = \frac{\Delta P_{\text{л.эк}}}{L}, \text{ Па/м} \quad (3.33)$$

По результатам расчета $\square R_{\text{л.эк.}}$, определяем экономически обоснованный коэффициент удельных потерь давления:

$$R_{\text{л.эк}} = \frac{\Delta P_{\text{л.эк}}}{L} = 102,08 \text{ Па/м}$$

Таблица-3.6 Формуляр для определения

$$\sum_{1}^m Q_i^{0,38} \cdot L_i$$

величины

Обозначение и размерность	№ участка главной расчетной магистрали							
	1	7	36	40	41	42	43	47
G , кг/с	49,286 11	20,78 1	21,63	11,019	10,2	6,87	10,2	6,87
Q , МВт	8,626	7,939	3,664	1,38	1,13	0,711	0,41	0,078 5
$Q^{0,38}$	2,2678	2,197 4	1,6380	1,1302	1,047 5	0,878 4	0,712 6	0,380 2
L , м	8	20	117	134	72	40	54	196
$Q^{0,38} \times L$	18,142 5	43,94 82	191,64 12	151,44 64	75,42 27	35,13 75	38,48 15	74,52 58
$\Sigma Q^{0,38} \times L$	628,7458							

3.7 Построение пьезометрического графика

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети широко пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

Принимая за нуль отметку самой низкой точки района, строится профиль тепловой сети.

На профиле вычерчиваются в масштабе высоты присоединяемых зданий.

Выбирается и наносится на график уровень $S-S$ статического давления, исходя из условия обеспечения невискипания в самой высокой точке района и непревышения допустимого давления в местной системе в самой низкой точке района.

Пьезометрический напор в обратной магистрали не должен превышать 50 м, что позволяет присоединить все отопительные системы непосредственно к тепловой сети, не прибегая к установке на вводах водоводяных подогревателей;

Пьезометрический напор в обратной магистрали не должен быть ниже 5 м во избежание вакуума.

При выборе положения пьезометрического графика подающей магистрали исходят из следующих условий:

1. Ни в одной из точек тепловой сети напор в подающей магистрали не должен быть ниже статического напора, т. е. пьезометрический график подающей магистрали не должен пересекать линию статического давления $S - S$. Это условие обеспечивает невискипание воды в подающей линии.

2. Желательно, чтобы располагаемый напор на вводе у потребителей, т. е. разность напоров подающей и обратной линии в точке присоединения потребителя был равен или несколько превышал потерю напора в абонентской системе, включая оборудование ввода. Если это условие не удовлетворяется, то в сети или на абонентских вводах приходится устанавливать насосные подстанции. Это усложняет эксплуатацию, хотя сооружение насосных подстанций в некоторых случаях окупается экономией электроэнергии на перекачку теплоносителя благодаря возможности снижения при этом располагаемого напора на сетевых насосах ТЭЦ.

3.8 Выбор сетевых и подпиточных насосов

Требуемый напор сетевого насоса определяется по результатам построения пьезометрического графика из формулы:

$$H_{c.n} = H_o + H_{аб} + H_n + H_{c.m} , \text{ м} \quad (3.34)$$

$$H_{c.n} = 2 + 12 + 2 = 14 \text{ м.}$$

Максимальный расход сетевой воды в течение отопительного периода соответствует расчетной величине G_p , а для летнего периода определяется по формуле:

$$G_l = \theta \cdot G_{г.в}^{\text{max}} , \text{ кг/с,} \quad (3.35)$$

$$G_l = 0,8 * 33,7 = 26,96 \text{ кг/с,}$$

где $G_{г.в}^{\text{max}}$ – максимальный расход на горячее водоснабжение;

$\theta = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение расхода воды на горячее водоснабжение в летний период.

Согласно требованиям СНиП [17] принимают 2 насоса, один из которых является резервным.

Производительность подпиточных насосов определяется в зависимости от объема системы теплоснабжения ($V_{c.m}$) по формуле:

$$G_{п.н} = 0,0021 \cdot V_{c.m} , \text{ кг/с,} \quad (3.36)$$

$$V_{c.m} = Q_p \cdot (V_c + V_m) , \text{ м}^3, \quad (3.37)$$

$$V_{cm} = 8,97 * (41 + 26) = 600,99 \text{ м}^3,$$

$$G_{п.н} = 0,0021 * 600,99 = 1,26 \text{ кг/с,}$$

где Q_p – максимальная расчетная нагрузка тепловой сети, определенная по формуле, МВт;

$V_c = 40 - 43 \text{ м}^3/\text{МВт}$ – удельный объем воды в наружных сетях с подогревательными установками;

$V_m = 26 \text{ м}^3/\text{МВт}$ – удельный объем воды в местных системах отопления гражданских зданий.

Расход воды при аварийной подпитке сети принимается в размере 2% от объема системы теплоснабжения:

$$G_a = 0,02 \cdot V_{c.m} \cdot \frac{1}{3,6}, \text{ кг/с}, \quad (3.38)$$
$$G_a = \frac{0,02 \cdot 600,99 \cdot 1}{3,6} = 3,34 \text{ кг/с},$$

Подпиточный насос выбирают по максимальным значениям требуемого расхода и напора.

Требуемый напор определяется по формуле:

$$H_{n.n} = H_{стат} - H_{\delta} + \Delta H_{n.l}, \text{ м}, \quad (3.39)$$

$$H_{n.n} = 25 - 2 + 3 = 26 \text{ м}.$$

где $H_{стат}$ – статический напор в теплосети, определяемый по результатам построения пьезометрического графика, м;

$H_{\delta} = 2 \text{ м}$ – высота бака подпиточной воды;

$\Delta H_{n.l} = 3 \text{ м}$ – потери напора в подпиточной линии.

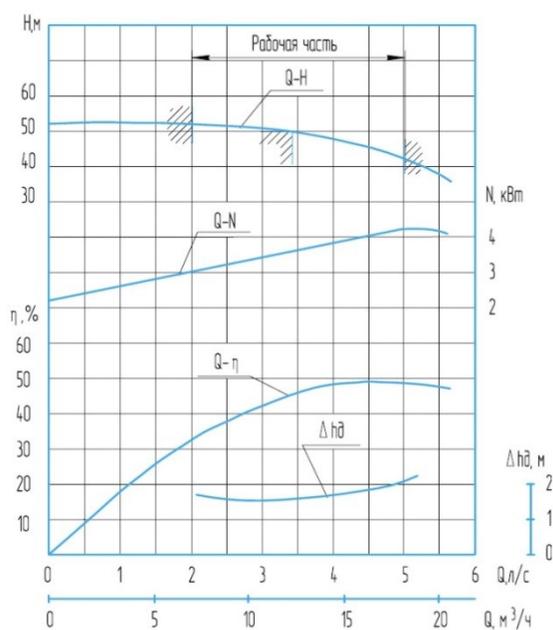
По полученным параметрам подбираем насос с удовлетворяющими характеристиками. Выбираем 3 насоса КС 12-50(с учетом 1 резервного), устанавливаем их параллельно, для осуществления необходимого напора.

Характеристики насоса приведены в таблице 3.7 и на рисунке 3.2

Таблица-3.7 - Характеристики насоса КС 12-50

ОСНОВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КС 12-50

Подача, м ³ /ч	12
Напор, м	50
Допускаемый кавитационный запас, м	1,6
Частота вращения, об/мин	2900
Мощность двигателя, кВт	5,5



Характеристика насоса Кс 12-50

Рисунок- 3.2 Гидравлическая характеристика КС 12-50

Конструкция

Насосы многоступенчатые с рабочими колесами одностороннего входа и приводом от двигателя через соединительную муфту. Ротор насоса вращается на двух подшипниковых опорах.

Корпус насоса с горизонтальным разъемом по оси.
Всасывающий патрубок направлен вертикально вниз,
напорный – горизонтально.

3.9 Механический и тепловой расчет трубопроводов теплосети

3.9.1 Механический расчет

Задачей механического (прочностного) расчета является определение минимальной толщины стенки трубопровода, при которой под расчетным максимальным давлением не произойдет разрушения.

Для начального участка теплотрассы расчетное максимальное давление определяют по результатам построения пьезометрического графика из формулы:

$$P_{\max} = H \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа}, \quad (3.40)$$

$$P_{n.\max} = (12+14+2) \cdot 958 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0,263 \text{ МПа.}$$

где ρ - плотность воды в подающем трубопроводе,
определяемая по среднегодовой температуре $\tau_{cp.1}$, кг/м³ ;
 $g = 9,81$ м/с² - ускорение свободного падения.

$$P_{\max} = 41 \cdot 958 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0,384 \text{ МПа.}$$

Расчетную толщину начального и конечного участков трассы определяют по формуле:

$$\delta_p = \frac{P_{\max} \cdot d_{вн}^{cm}}{2 \cdot [\sigma] - P_{\max}}, \text{ М} \quad (3.41)$$

где P_{\max} - максимальное давление теплосети, МПа;

$d_{вн}^{cm}$ – внутренний диаметр трубопровода по сортаменту труб, м;

$C = 0,002 \div 0,004$ м – конструктивная прибавка на коррозию и неучтенные факторы;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение на растяжение н/мм², определяемое по формуле:

$$[\sigma] = \frac{\sigma^в}{K_з}, \text{ Н/мм}^2, \quad (3.42)$$

где $\sigma^в$ – предел прочности при растяжении, принимаемый по виду материала (сталь 10 – 320 Н/мм², сталь 20 – 400 Н/мм²);

$K_з$ – нормативный коэффициент запаса, принимаемый в пределах 3 ÷ 5.

$$[\sigma] = \frac{400}{3} = 133,33 \quad (3.43)$$

$$\delta_{н.р} = \frac{0,384 * 0,325}{2 * 133,33 - 0,384} = 0,0047 \text{ м} = 4,7 \text{ мм},$$

Полученное значение расчетной толщины (δ_p) округляют до ближайшего большего значения из стандартного ряда ($\delta^{cm} = 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0; 4,5; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0$ мм), соблюдая условие $d_{вн}^{cm} + 2 \cdot \delta^{cm} = d_{н}^{cm}$.

$$\delta_{н.р.} = 5 \text{ мм.}$$

$$d_{н}^{cm} = 300 + 2 * 5 = 310 \text{ мм.}$$

3.9.2 Тепловой расчет

Задачей теплового расчета является определение толщины теплоизоляции, при которой фактические

теплопотери не превысят установленных норм и падения температур теплоносителя на участке трассы. Расчетная схема подземной канальной прокладки теплотрассы изображена на рисунке 3.3

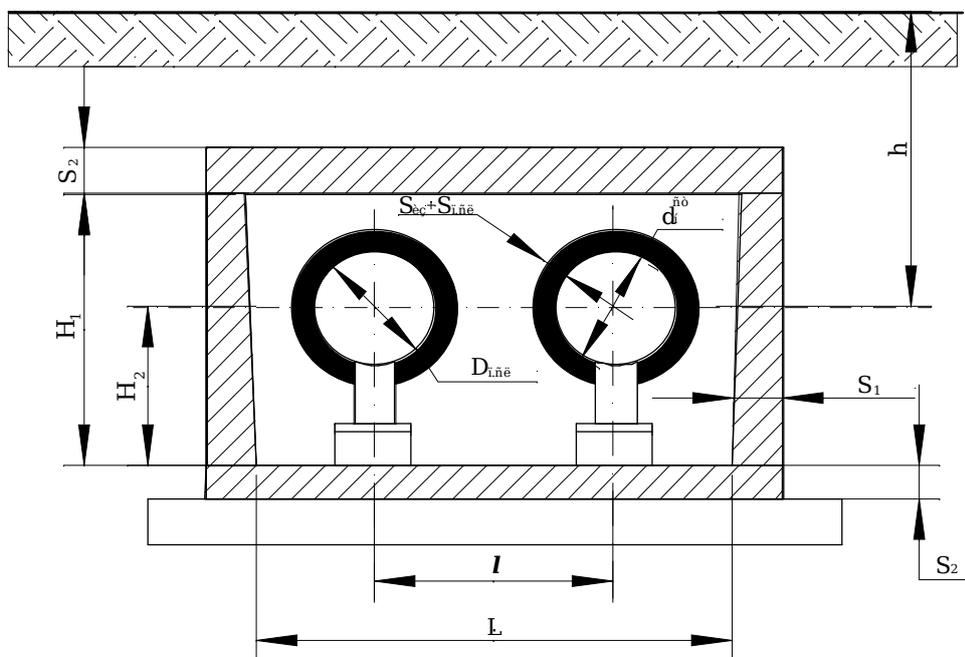


Рисунок 3.3 - Расчетная схема подземной канальной прокладки теплотрассы

При этом за температуру окружающего воздуха принимают расчетную температуру наружного воздуха для отопления ($t_{н.о}^p$).

Определяются удельные потери на изолированных участках трубопровода:

$$q = \frac{q_H}{1 + \beta}, \text{ Вт/м} \quad (3.44)$$

$$q = \frac{112,6}{1 + 0,25} = 90,08 \text{ Вт/м.}$$

где β – коэффициент местных потерь, принимаемый для подземной канальной прокладки равным 0,25.

Определяется требуемое суммарное термическое сопротивление трубопровода:

$$\sum R = \frac{\tau'_1 - t^p_{\text{в}}}{q}, \frac{\text{МК}}{\text{Вт}} \quad (3.45)$$

$$\sum R = \frac{115 + 19}{90,08} = 1,487 \quad \text{МК/Вт.}$$

где τ'_1 – максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе;

$t^p_{\text{в}} = t^p_{\text{н.о}}$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления.

Определяют наружные диаметры изоляции и поверхностного слоя:

$$D_{\text{уз}} = d_{\text{н}}^{\text{см}} + 2 \cdot \delta_{\text{уз}} \quad (3.46)$$

$$D_{\text{уз}} = 0,325 + 2 \cdot 0,0569 = 0,439 \quad \text{м.}$$

$$D_{\text{н.сл}} = D_{\text{уз}} + 2 \cdot \delta_{\text{н.сл}} \quad (3.47)$$

$$D_{\text{н.сл}} = 0,439 + 2 \cdot 0,0056 = 0,45 \quad \text{м.}$$

$R_{\text{н.сл}}$ – термическое сопротивление поверхностного (защитного) слоя изоляции, определяемое по формуле:

$$R_{\text{н.сл}} = \frac{\ln(D_{\text{н.сл}}/D_{\text{уз}})}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{н.сл}}} \quad (3.48)$$

$$R_{\text{н.сл}} = \frac{\ln(0,45/0,429)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3} = 0,0134 \quad \text{МК/Вт.}$$

R_n - термическое сопротивление переходу тепла от поверхности конструкции к воздуху канала, определяемое по формуле:

$$R_n = \frac{1}{\pi \cdot D_{n.cл} \cdot \alpha_n} \quad (3.49)$$

$$R_n = \frac{1}{3,14 \cdot 0,45 \cdot 8,14} = 0,869 \quad \text{мК/Вт.}$$

$D_{эkv}$ - эквивалентный диаметр прямоугольного непроходного канала, определяемый по формуле:

$$D_{эkv} = \frac{4 \cdot F}{P}, \text{ м} \quad (3.50)$$

где P - периметр, F - площадь сечения канала;

$$D_{эkv} = \frac{4 \cdot 1,26}{4,68} = 1,077 \quad \text{м.}$$

$R_{кан}$ - термическое сопротивление внутренней поверхности канала (сопротивлением стенок канала пренебрегаем и относим их к сопротивлению грунта), определяемое по формуле:

$$R_{кан} = \frac{1}{\pi \cdot D_{эkv} \cdot \alpha_{кан}} \quad (3.51)$$

$$R_{кан} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,077 \cdot 8,14} = 0,036 \quad \text{мК/Вт,}$$

где $h_{пр}$, м - приведенная глубина заложения оси трубопровода, зависящая от действительной глубины заложения оси (h , м), принимаемой в пределах 1,5 ÷ 1,7 м с

учетом величины наружного диаметра конструкции ($D_{н.сл}$); коэффициента теплоотдачи грунта к воздуху ($\alpha_o = 2 \div 3$ Вт/м²·К); коэффициента теплопроводности грунтов ($\lambda_{zp} = 0,55; 1,7; 2,3$ Вт/м·К) соответственно для сухих, маловлажных и влажных грунтов и определяется по формуле:

$$h_{np} = h + \frac{\lambda_{zp}}{\alpha_o}, \text{ м} \quad (3.52)$$

$$h_{np} = 0,1 + \frac{1,7}{3} = 1,6667 \text{ м,}$$

где R_{zp} – термическое сопротивление грунта, включающее термическое сопротивление от поверхности грунта к воздуху и определяемое по формуле:

$$R_{zp} = \frac{\ln(4 \cdot h_{np} / D_{экв})}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{zp}} \quad (3.53)$$

$$R_{zp} = \frac{\ln(4 \cdot 1,667 / 1,077)}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,1} = 0,171 \text{ мК/Вт,}$$

где R_{1-2} – термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние труб при прокладке в непроходном канале, находят из формулы:

$$R_{1-2} = \phi \cdot (R_{кан} + R_{zp}) \quad (3.54)$$

$$R_{1-2} = 0,5 \cdot (0,036 + 0,171) = 0,104 \text{ мК/Вт,}$$

где ϕ - (формула 3.53.) коэффициент, учитывающий взаимное влияние труб, принимаемый для подающего трубопровода равным $0,5 \div 0,6$.

Определяется требуемое термическое сопротивление изоляции:

$$R_{из} = \sum R - (R_{вн} + R_{тр} + R_{п.сл} + R_{кан} + R_{н} + R_{зр} + R_{1-2}) \quad (3.55)$$

где $R_{вн}$ и $R_{тр}$ - термические сопротивления внутренней поверхности и стенки трубы, которыми вследствие их малости пренебрегают, т.е. $R_{вн} = 0$ и $R_{тр} = 0$;

$$R_{из} = 1,487 - (0,034 + 0,087 + 0,036 + 0,171 + 0,104) = 1,077 \text{ мК/Вт.}$$

Требуемая толщина изоляции трубопровода определяется по формуле:

$$\delta_{из} = d_{н}^{cm} \times \frac{e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из} \cdot R_{из}} - 1}{2} \quad , \text{ м} \quad (3.56)$$

$$\delta_{из} = 0,325 \times \frac{e^{2 \cdot \pi \cdot 0,031,077} - 1}{2} = 0,036 \text{ м.}$$

$$R_{\phi} = 2,004 \text{ мК/Вт.}$$

Уточняется величина удельных теплотерь:

$$q = \frac{\tau_1' - t_g^p}{R_{\phi}} \cdot \frac{Вт}{м \cdot К} \quad (3.57)$$

$$q = \frac{115 + 19}{2,004} = 66,851 \frac{Вт}{м \cdot К}$$

Определяется падение температуры теплоносителя на участке главной расчетной магистрали протяженностью (L , м)

$$(\tau_1')_L = \tau_1' - \frac{q_{\phi} \cdot L \cdot (1 + \beta)}{G_p \cdot C_v} \quad , \text{ } ^\circ\text{С} \quad (3.58)$$

$$(\tau_1)L = 115 - \frac{66,851 \cdot 3041 \cdot (1 + 0,25)}{112,412 \cdot 4190} = 114,99 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Аналогично проводим расчет остальных участков главной магистрали и вносим результаты в таблицу 3.8

Наименование исходных данных	1	7	36	40	41	42	43	47
Вид теплоносителя	вода	вода	вода	вода	вода	вода	вода	вода
Расход теплоносителя G, кг/с	49,28 6	20,7 81	21,63	11,01 9	10,2	6,87	10,2	6,87
Длина L, м	8	20	117	134	72	40	54	196
Температура наружного воздуха	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19	-19
Наружный диаметр трубы, м	0,273	0,27 3	0,273	0,194	0,194	0,194	0,076	0,076
Толщина изоляции Диз, м	0,057 9	0,05 79	0,057 9	0,043 6	0,043 6	0,043 6	0,042	0,042
Толщина поверхностного слоя Дпс, м	0,005 6	0,00 56	0,005 6	0,004 4	0,004 4	0,004 4	0,003	0,003
Ширина канала Lкан, м	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Высота канала Hкан, м	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,46	0,46
Периметр P, м	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	2,72
Площадь S, м	0,708	0,70 8	0,708	0,708	0,708	0,708	0,414	0,414
Нормируемые теплотери qн, Вт/м	102,4	102, 4	102,4	86,1	86,1	86,1	69,1	69,1
Удельные потери тепла q, Вт/м	81,92	81,9 2	81,92	68,88	68,88	68,88	55,28	55,28
Соппротивление трубопровода ΣR, мК/	1,635	1,63	1,635	1,945	1,945	1,945	2,421	2,421

Вт	7	57	7	1	1	1		
	0,388	0,38	0,388	0,281	0,281	0,281		
Наружный диаметр изоляции Диз,м	8	88	8	2	2	2	0,218	0,218
Наружный диаметр поверхностного слоя Дпс,м	0,4	0,4	0,4	0,29	0,29	0,29	0,225	0,23
Термическое сопротивление поверхностного слоя Rпс, мК/Вт	0,015	0,01	0,015	0,016	0,016	0,016		
	1	51	1	4	4	4	0,017	0,017
Термическое сопротивление Rн, мК/Вт	0,097	0,09	0,097	0,134	0,134	0,134		
	8	78	8	9	9	9	0,174	0,174
Эквивалентный диаметр канала Дэкв, м	0,791	0,79	0,791	0,791	0,791	0,791		
	1	11	1	1	1	1	0,609	0,609
Термическое сопротивление канала Rкан, мК/Вт	0,049	0,04	0,049	0,049	0,049	0,049		
	5	95	5	5	5	5	0,064	0,064
Глубина заложения оси трубопровода hпр,м	1,666	1,66	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666	1,666
	7	67	7	7	7	7	7	7
Термическое сопротивление грунта Rгр, мК/Вт	0,199	0,19	0,199	0,199	0,199	0,199		
	7	97	7	7	7	7	0,224	0,224
Термическое сопротивление взаимовлияния труб R1-2,	0,124	0,12	0,124	0,124	0,124	0,124		
	6	46	6	6	6	6	0,14	0,14
Термическое сопротивление изоляции Rиз, мК/Вт	1,149	1,14	1,149	1,420	1,420	1,420		
	1	91	1	1	1	1	1,798	1,798
Толщина изоляции Диз,м	0,033	0,03	0,033	0,029	0,029	0,029	0,027	0,027

		3		8	8	8		
Термическое сопротивление R _ф , мК/Вт	2,363	2,36	2,363	2,495	2,495	2,495		
	4	34	4	3	3	3	3,246	3,25
Удельные потери q _ф , Вт/м	56,69	56,6	56,69	53,70	53,70	53,70	41,27	41,28
	9	99	9	2	2	2	9	2

3.10 Расчет температурных компенсаторов

Компенсатор – устройство, позволяющее воспринимать и компенсировать движение трубопровода при прохождении различных сред внутри труб. Устройство компенсирует тепловое расширение вследствие нагрева рабочей средой стенок трубопровода, выполняет функцию разделителя сред и герметичного уплотнения, гасит ряд вибраций, возникающих при работе трубопроводного и насосного оборудования, воспринимает на себя смещение труб при оседании почв и опор трубопровода.

В проекте данной тепловой сети в качестве температурных компенсаторов принимаем осевые сильфонные компенсаторы. Это значительно удешевляет стоимость трассы, так как П- образные, Г- образные и Z- образные компенсаторы достаточно металлоемкие. Поэтому не только с экономической точки зрения целесообразно использовать сильфонные компенсаторы, но и с точки зрения монтажа, так как установка П- образных, Г- образных и Z- образных компенсаторов более трудоемкий процесс.

3.10.1 Участок с «П»-образным компенсатором с гнутыми гладкими отводами.

$D_n=325 \times 8$ мм, $L = 120$ м, $H = 3$ м, $B = 3$ м, $R = 0.5$ м,
 $l_1=l_5=22$ м, $l_2=l_4=2$ м, $l_3=2$ м.

Расчетная схема «П»-образного компенсатора приведена на рисунке 3.4

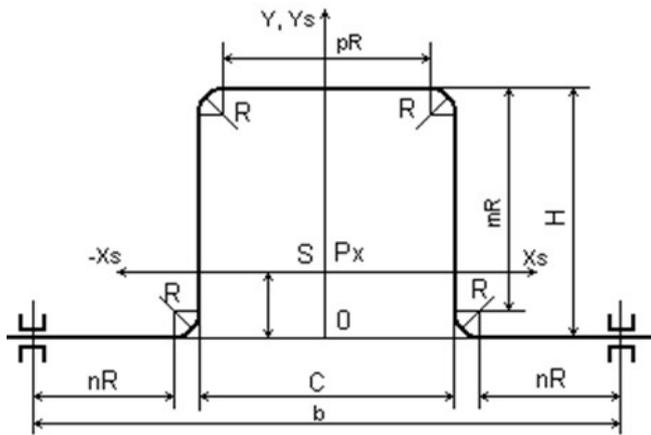


Рисунок 3.4 – Расчетная схема «П»-образного компенсатора

Приведенная длина осевой линии участка трубопровода определяется по формуле

$$L_{пр} = 2l_1 + 2l_2 + l_3 + 6,28Rk, \text{ м,}$$

где k – коэффициент гибкости для гладких отводов, определяется при $h \leq 1$; $k = 1.65h$; при $h > 1$; $k = 10 + 12h^{2.1} + 12h^2$,

где h – геометрическая характеристика гибкости отводов

$$h = s \cdot R_{ср} / r_{ср}^2, \quad (3.59)$$

где s – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$r_{ср}$ – средний радиус трубы, мм;

R – радиус оси гнутой трубы.

$$r_{ср} = D_n - s / 2, \text{ мм} \quad (3.60)$$

$$r_{ср} = 325 - 82 = 158,5 \text{ мм}$$

$$h = 8 \cdot 500 / 158,5^2 = 0,159$$

так как $h \leq 1$, $k = 1.65 \cdot 0,159 = 10,38$

Подставляя полученные результаты в формулу, получим

$$L_{пр} = 2 \cdot 22 + 2 \cdot 2 + 2 + 6,28 \cdot 0,5 \cdot 10,38 = 82,59 \text{ м}$$

Центральный момент инерции относительно X_0 находим

по формуле $I_{X_0} =$

$$l_2^2 + 4l_3 \cdot (l_2 + R)^2 + 6.28Rk(l_2^2 + 1.635 \cdot l_2R + 1.5R^2) - L_{пр} \\ Y_0^2 \quad (10.3)$$

где $Y_0 = (l_2 + 2R)(l_2 + l_3 + 3.14Rk)L_{пр}$, м

$$Y_0 = (2 + 2 \cdot 0,5) \cdot (2 + 2 + 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10,38) 82,59 = 0,737 \text{ м}$$

$$I_{X_0} = 236 + (2 \cdot 2 + 4 \cdot 2) \cdot (2 + 0,5)^2 + 6.28 \cdot 0,5 \cdot 10,38 \cdot (2^2 + 1.635 \cdot 2 \cdot 0,5 + 1.5 \cdot 0,5^2) - 82,59 \cdot 0,737^2 = 114,2 \text{ м}^3$$

Расчетное тепловое удлинение вдоль оси X находим из формулы

$$\Delta \chi = \varepsilon \cdot \Delta l, \text{ мм}, \quad (3.61)$$

где ε - коэффициент вводимый на величину полного теплового удлинения, $\varepsilon = 0,5$;

$$\Delta l = \Delta l_x = \alpha \cdot \Delta t \cdot L, \text{ мм}, \quad (3.62)$$

где α - коэффициент линейного расширения углеродистой стали, мм/м^{°C}

$$\Delta t = t - t_{н.о.р}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.63)$$

где t - максимальная температура теплоносителя, ^{°C}
 $t_{н.о.р}$ - расчетная температура наружного воздуха для отопления, ^{°C}

$$\Delta t = 150 + 19 = 169 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ мм/м}^\circ\text{C}$$

$$\Delta l = 1,25 \cdot 10^{-2} \cdot 169 \cdot 82,59 = 174,5 \text{ мм}$$

$$\Delta \chi = 0,5 \cdot 174,5 = 87,3 \text{ мм}$$

Силы упругой деформации находим по формуле

$$P_x = P_k = \Delta \chi \cdot E \cdot I \cdot \chi_0, \text{ Н} \quad (3.64)$$

$$P_k = 8300 \text{ Н},$$

где E - модуль упругости стали, $E = 1,97 \cdot 10^{11} \text{ Па}$

I - момент инерции поперечного сечения стенки трубы

$$I = \pi 64 \cdot (D_{н^4} - D_{в^4}) = 3,1464 \cdot (32,54^4 - 30,94^4) = 10008 \text{ см}^2$$

Максимальный изгибающий момент находим из формулы

$$M_{\max} = (H - Y_0) P_k, \text{ Н}\cdot\text{м} \quad (3.65)$$

$$M_{\max} = (3 - 0,737) \cdot 8300 = 18782,9 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Изгибающие моменты компенсационных напряжений на стенке компенсатора на отводе определяем по формуле

$$\delta_{\text{ик}} = P_k \cdot (H - Y_0) \cdot m w, \text{ МПа}, \quad (3.66)$$

где m - коэффициент концентрации продольных изгибающих деформаций для гнутых гибких отводов

$$m = 0,9h^{2/3} \quad (3.67)$$

$$m = 0,90,1592/3 = 3,07$$

где w - момент сопротивления поперечного сечения трубы при номинальной толщине стенки

$$w = \pi 32 \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{в}}^4) / D_{\text{н}} = 2 \cdot I_{D_{\text{н}}}, \text{ см}^3 \quad (3.68)$$

$$w = 2 \cdot 1000832,5 = 615,8 \text{ см}^3$$

$$\delta_{\text{ик}} = 8300 \cdot (3 - 0,737) \cdot 3,07 \cdot 615,8 = 93,6 \text{ МПа}$$

Изгибающий момент на прямых участках, прилегающих, к компенсатору определяется по формуле

$$\delta_{\text{и(пр)к}} = \delta_{\text{ик}} \cdot Y_0 (H - Y_0) \cdot m, \text{ Мпа} \quad (3.69)$$

$$\delta_{\text{и(пр)к}} = 93,6 \cdot 0,737 (3 - 0,737) \cdot 3,07 = 20,5 \text{ МПа}$$

Так как $\delta_{\text{ик}} < \delta_{\text{доп}}$ ($93,6 < 412$) - условие прочности выполнено.

3.10.2 Расчет «Г»-образного участка трубопровода с углом поворота 90° с учетом гибкости отводов.

Исходные данные для расчета :

$D_{\text{н}} = 57 \times 3,5 \text{ мм}$; $R = 0,1 \text{ м}$; $l_1 = 13 \text{ м}$; $l_2 = 17 \text{ м}$. расчетная схема «Г»-образного участка трубопровода приведена на рисунке 3.5

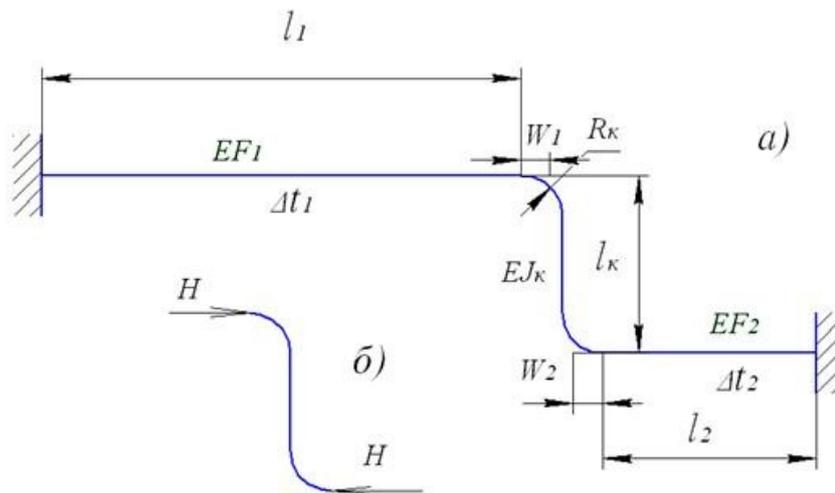


Рисунок 3.5 -Расчетная схема «П»-образного компенсатора

Приведенная длина осевой линии определяется по формуле

$$L_{пр} = l_1 + l_2 + 1.5R_k, \text{ м} \quad (3.70)$$

$$L_{пр} = 13 + 17 + 1,5 \cdot 0,1 \cdot 2,6 = 30,39 \text{ м}$$

Координаты упругого центра тяжести:

$$\chi_o = l_2 \cdot (0.5 \cdot l_2 + R) + 0.57 \cdot R^2 \cdot k L_{пр}, \text{ м} \quad (3.71)$$

$$Y_o = l_1 \cdot (0.5 \cdot l_1 + R) + 0.57 \cdot R^2 \cdot k L_{пр}, \text{ м} \quad (3.72)$$

$$\chi_o = 17 \cdot (0,5 \cdot 17 + 0,1) + 0,57 \cdot (0,1)^2 \cdot 2,6 \cdot 30,39 = 4,81 \text{ м}$$

$$Y_o = 13 \cdot (0,5 \cdot 13 + 0,1) + 0,57 \cdot (0,1)^2 \cdot 2,6 \cdot 30,39 = 2,82 \text{ м}$$

Центральные моменты инерции находим из формулы

$$I_{\chi_o} = l_1 \cdot (l_1^2/3 + l_1 R + R^2) + 0.355 R^3 k - L_{пр} Y_o^2, \text{ м}^3 \quad (3.73)$$

$$I_{Y_o} = l_2 \cdot (l_2^2/3 + l_1 R + R^2) + 0.355 R^3 k - L_{пр} \chi_o^2, \text{ м}^3 \quad (3.74)$$

$$I_{\chi_o} = 13 \cdot (13^2/3 + 13 \cdot 0,1 + 0,1^2) + 0,355 \cdot 0,1^3 \cdot 2,6 - 30,39 \cdot (2,82)^2 = 507,69 \text{ м}^3$$

$$I_{Y_o} = 17 \cdot (17^2/3 + 17 \cdot 0,1 + 0,1^2) + 0,355 \cdot 0,1^3 \cdot 2,6 - 30,39 \cdot (4,81)^2 = 963,64 \text{ м}^3$$

Центральный центробежный момент инерции относительно осей χ_o Y_o

$$I_{\chi_0 Y_0} = 0.072 R^3 k - l_{\text{пр}} \chi_0 Y_0, \text{ м}^3 \quad (3.75)$$

$$I_{\chi_0 Y_0} = 0,072 \cdot 0,13 \cdot 2,6 - 30,39 \cdot 4,81 \cdot 2,82 = -412,21 \text{ м}^3$$

Расчетные тепловые удлинения определяем по формуле

$$\Delta \chi = \alpha \cdot \Delta t (l_2 + R), \text{ мм} \quad (3.76)$$

$$\Delta Y = -\alpha \cdot \Delta t (l_1 + R), \text{ мм} \quad (3.77)$$

$$\Delta \chi = 1.25 \cdot 10^{-2} \cdot 169 \cdot (17 + 0.1) = 36.12 \text{ мм}$$

$$\Delta Y = -1.25 \cdot 10^{-2} \cdot 169 \cdot (13 + 0.1) = -27,67 \text{ мм}$$

Силы упругой деформации

$$P_{\chi} = \Delta \chi \cdot I_{Y_0} + \Delta Y \cdot I_{\chi_0 Y_0} / I_{\chi_0 Y_0} \cdot I_{\chi_0 Y_0} - I_{\chi_0 Y_0}^2 \cdot E \cdot I \cdot 10, \text{ Мпа} \quad (3.78)$$

$$P_Y = \Delta Y \cdot I_{\chi_0} + \Delta \chi \cdot I_{\chi_0 Y_0} / I_{Y_0} \cdot I_{\chi_0 Y_0} - I_{\chi_0 Y_0}^2 \cdot E \cdot I \cdot 10, \text{ Мпа} \quad (3.79)$$

$$P_{\chi} = 36,12 \cdot 963,64 + (-27,67) \cdot (-412,21) / 507,69 \cdot 963,64 - (-412,21)^2 \cdot 1,97 \cdot 10^{11} \cdot 5168 \cdot 10^{-8} = 1.48 \text{ МПа}$$

$$P_Y = (-27,67) \cdot 507,69 + 36,12 \cdot (-412,21) / 963,64 \cdot (-412,21) - (-412,21)^2 \cdot 1,97 \cdot 10^{11} \cdot 5168 \cdot 10^{-8} = 0.52 \text{ МПа}$$

Максимальный изгибающий момент на прямом отрезке при $l_1 \leq l_2$ в точке А находим из формулы

$$M_{\text{max}} = (l_1 + R + Y_0) P_{\chi} + \chi_0 P_Y, \text{ Нм} \quad (3.80)$$

$$M_{\text{max}} = (13 + 0,1 - 2,82) \cdot 1,48 \cdot 10^6 + 4,81 \cdot 0,52 \cdot 10^6 = 17,7 \cdot 10^6 \text{ Нм}$$

Максимальный изгибающий момент на гнупом отрезке в точке С определяем по формуле

$$M = -(Y_0 - 0.293R) \cdot P_{\chi} + (\chi_0 - 0.293R) P_Y, \text{ Нм} \quad (3.81)$$

$$M = -(2,82 - 0,293 \cdot 0,1) \cdot 1,48 \cdot 10^6 + (4,81 - 0,293 \cdot 0,1) \cdot 0,52 \cdot 10^6 = -1,6 \cdot 10^6 \text{ Нм}$$

Выполненные прочностные расчеты «П» и «Г» - образных компенсаторов подтверждают эксплуатационную надежность трубопроводов. Последнее обоснование полученными результатами фактически напряжения в элементах конструкций не превышают допускаемых.

Принятый тип температурных компенсаторов (радиальный) является наиболее распространенным и удобным в эксплуатации, так как, в отличие от устройств осевого типа (сальниковые компенсаторы), не требуют обслуживания.

К числу недостатков устройств этого типа можно отнести увеличение гидравлических потерь по трассе и дополнительный расход труб, что обусловлено искусственно создаваемым изгибами трассы.

3.11 Опоры трубопроводов и их расчет

Для восприятия вертикальных нагрузок от металла трубопроводов, изоляции и теплоносителя применяют опоры. В настоящее время наибольшее распространение получили железобетонные опоры. В данном проекте предлагаются к установке неподвижные и скользящие подвижные опоры.

Неподвижные опоры подразделяют на концевые, размещающиеся перед заглушкой или поворотом трассы и промежуточные, размещающиеся между смежными опорами. Концевые опоры выполняются пространственными.

Нагрузки, действующие на опоры, делятся на вертикальные и горизонтальные и зависят от веса участка трубопровода, приходящегося на опору, и типа опоры.

Горизонтальные нагрузки возникают за счет температурных деформаций элементов трубопровода.

Для уменьшения вертикальной нагрузки на опоры сокращается пролет между опорами магистрали. Величина пролета между опорами изменяется от 6 до 24 м.

Горизонтальные нагрузки на неподвижные опоры возникают под воздействием сил трения в подвижных опорах при температурных деформациях трубопроводов и упругих деформаций гибких компенсаторов, а также самокомпенсации.

Горизонтальные нагрузки на неподвижные опоры определяются с учетом всех сил, действующих по обе стороны опоры. За расчетную горизонтальную нагрузку принимается максимальная из полученных нагрузок.

3.11.1 Расчет неподвижных опор

Вертикальную нагрузку на опору определяем по формуле:

$$H_{\text{в}} = q \cdot l; \quad \text{, м,} \quad (3.82)$$

где q – вес 1 м трубопровода (вес трубы, изоляционной конструкции и теплоносителя) Н/ п.м;

l – пролет между опорами, м;

Принимаем $l = 6$ м.

$$q = q_{\text{тр}} + q_{\text{тн}} \quad \text{, Н/п.м,} \quad (3.83)$$

где $q_{\text{тр}}$ – вес 1 п.м. трубы с учетом изоляции, Н/п.м;

$q_{\text{т.н.}}$ – вес теплоносителя, Н/п.м.

$$q = 696,1 + 455,2 = 1151,3 \quad \text{Н/п.м}$$

$$H_{\text{в}} = 1151,3 \cdot 6 = 6907,8 \quad \text{, м}$$

Горизонтальная нагрузка на опоры определяется по формуле:

$$H_2 = \mu \cdot q \cdot l, \text{ Н}, \quad (3.84)$$

где μ - коэффициент трения, принимаем по [17];

$$\mu = 0,1$$

$$H_2 = 0,1 \cdot 1151,3 \cdot 6 = 690,78 \text{ Н}$$

Подбираем опору типа (НОП) ППУ -ПЭ для трубопроводов $d=325\text{мм}$, имеющую высоту $h = 650 \text{ мм}$, толщину = 40мм , предельную нагрузку $P_{\text{max}}=9000 \text{ Н}$

$N_b < P_{\text{max}}$ - условие прочности выполнено.

3.11.2 Расчет подвижных опор

Вертикальная нагрузка на подвижную опору определяется по формуле 3.74 (см. 3,12,1)

$$H_6 = 6907,8, \text{ Н}, \quad (3.85)$$

Горизонтальную нагрузку на подвижную опору находим из формулы:

$$H_{2,0} = P_k + \mu \cdot q \cdot l, \text{ Н}, \quad (3.86)$$

где P_k - сила упругой деформации осевого сильфонного компенсатора = $572, \text{ Н}$ (по РД-5-ВЭП)

$$H_{2,0} = 572 + 690,78 = 1262,78 \text{ Н}$$

По ГОСТ 14911-82 подбираем опоры ОПХ3-100.108, исполнение 1, вес $2,12\text{кг}$.

Подбираем опору типа (СПО) ППУ -ПЭ для трубопроводов $d=325$, имеющую длину $l = 70 \text{ мм}$, ширину = 280мм , предельную нагрузку $P_{\text{max}}=122,58\text{кН}$

$N_b < P_{max}$ – условие прочности выполнено. Таким образом, нагрузка на опору допустимая больше фактической, что подтверждает соответствие данного типа опор расчету.,

3.12 Выбор основного теплоподготовительного оборудования источника тепла

Согласно тепловому расчету, суммарная нагрузка подключенных абонентов, тепловых потерь по теплотрассам, собственных нужд котельной составила 22,094 МВт, из них тепловые потери по теплотрассам 0,348 МВт, собственные нужды котельной 0,116 МВт, нагрузка абонентов 21,159 МВт; из них на отопление 14,59 МВт, на горячее водоснабжение 4,46 МВт, на вентиляцию 2,58 МВт.

Расчетно-необходимое количество теплоносителя, требуемое от котельной по температурному графику 115-70°C составило 404,68 т/ч, из них 321,11 т/ч требуется на отопление и вентиляцию и 83,57 т/ч на горячее водоснабжение.

С учетом всех необходимых требований устанавливаем четыре котла: ТВГ -2,5.

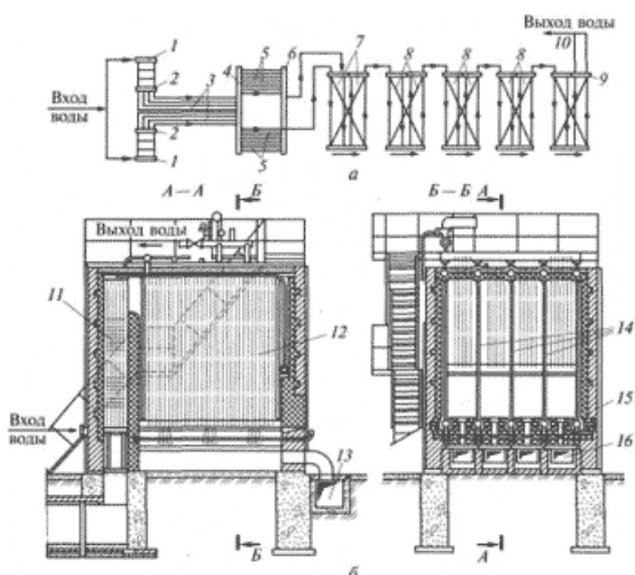


Рисунок 3.5 -Схема котла ТВГ

а-схема циркуляции воды; б-устройство котла; 1,2-нижние и верхние коллекторы конвективной поверхности; 3, 5-потолочно-фронтальные трубы;

4, 6-нижний и верхний коллекторы потолочного экрана; 7-левый боковой экран; 8, 14-двухсветные экраны; 9-правый боковой экран;

10-выход воды в теплосеть; 11-конвективная поверхность нагрева; 12-радиационная поверхность топки; 13-воздушный канал; 15-горелки; 16-подподовые каналы. Технические характеристики котла ТВГ-2.5 приведены в таблице 1.9

Таблица 3.9- Технические характеристики котла ТВГ-2,5:

Наименование показателя	ТВГ-2,5
Теплопроизводительность котла, МВт	2,5
Марка, заводской номер	1219
Год ввода в эксплуатацию	1980
Срок службы, лет	32
Нормативный удельный расход условного топлива в соответствии с режимной картой, кг.у.т./Гкал	163,3
Фактическая (располагаемая) мощность, Гкал/ч	2,38
КПД, %	87,7

Основной вывод: В проекте решены технические вопросы по расширению тепловых сетей 9 микрорайона г.Ставрополя в соответствии с основными направлениями

совершенствования этой подсистемы - ее концентрации и централизации на основе комплексного обеспечения тепловой энергией жилых микрорайонов, промышленных предприятий и административных зданий крупных районных котельных.

Конкретные технологические решения по расширению объекта тепловых сетей принимались на основе анализа литературных источников и достижений отраслевой технологии в системе ЖКХ России.

4. ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ГРАФИКОВ ОТПУСКА ТЕПЛА ДЛЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ г. СТАВРОПОЛЯ

Работа районных и квартальных котельных в отопительный период, работающих на общие тепловые сети не предусматривается и графики не составляются.

В межотопительный период часть котельных могут работать на общие сети. Температурные графики для них не составляются, так как в этот период в подающем трубопроводе поддерживается температура 70 °С для нормальной работы теплообменников систем ГВС в ИТП потребителей.

Отпуск тепловой энергии от котельных в отопительный период в городе Ставрополе производится по температурным графикам 95 ÷ 70 °С и 115 ÷ 70 °С. Выбор температурных графиков определяется проектными решениями при строительстве источника теплоснабжения, прокладке

тепловых сетей и выборе оборудования индивидуальных тепловых пунктов потребителей.

При подключении отдельных удаленных микрорайонов для увеличения эффективного радиуса действия источника теплоснабжения прогрессивным технологическим решением является перевод источника теплоснабжения на отпуск тепловой энергии по повышенному температурному графику.

При этом должны быть учтены технические характеристики теплофикационного оборудования котельной, гидравлические условия работы сетей с учетом геодезических отметок потребителей и источника и наличия возможностей переустройства тепловых узлов ранее подключенных потребителей.

Перевод на температурный график с повышенной температурой позволяет уменьшить расходы и скорости теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей и, как следствие, уменьшить гидравлические потери, что позволяет обеспечить необходимый гидравлический напор у наиболее удаленных потребителей при передаче необходимого количества тепловой энергии.

В связи с незначительным количеством потребителей, имеющих автоматизированные тепловые узлы, большинство котельных работают по графикам качественного регулирования отпуска тепловой энергии $95 \div 70$ °С; $115 \div 70$ °С (регулирование температуры теплоносителя производится на источнике теплоснабжения в зависимости от температуры наружного воздуха).

В жилых домах с разводкой систем ГВС и отопления из пластиковых труб, из-за отсутствия систем автоматического регулирования температуры горячей воды возможен ее

разогрев (при отсутствии разбора) до температуры теплоносителя или пропуск высокотемпературного теплоносителя в систему отопления.

При работе котельных по температурному графику $115 \div 70$ °С, для предотвращения разрушения трубопроводов ГВС и внутренних систем отопления приходится ограничивать температурный график верхней срезкой температуры 95 °С (на бо'льшую температуру трубопроводы из полимерных материалов не рассчитаны).

В тепловых сетях, работающих по температурным графикам со срезкой, при температурах наружного воздуха ниже минус 10 °С для обеспечения отпуска потребителям необходимого количества тепловой энергии необходимо увеличивать в сетях расход теплоносителя.

4.1 Разработка температурных графиков для планировочных районов города

На основании высказанных положений и рекомендаций по оптимизации температурных режимов отпуска тепла была проведена аналитическая работа по учету особенностей источников теплоснабжения и потребителей тепла города Ставрополя.

По результатам анализа технических возможностей котельных и абонентских вводов, а также уровня их автоматизации были разработаны температурные графики комплексного теплоснабжения, которые представлены в сводной таблице 4.1 для всех планировочных районов города.

Таблице 4.1 – Сведения об источниках теплоснабжения и температурных графиках в соответствии с которыми они

работают

Адрес котельной	Температурный график
Юго-Западный планировочный район	
Ул. Доваторцев, 44е	115/70
Ул. Пирогова, 87	115/70
Ул. Серова, 2 (резерв)	115/70
Ул. Тухачевского, 17	Пар
Ул. Шпаковская, 85	95/70
ОАО Ставропольский радиозавод «Сигнал», 2-й Юго-Западный пр, 9а	95/70
Южный планировочный район	
Ул. Магистральная (пос. Демино)	95-70
Ул. Южный обход, 55ж	115/70
Северный планировочный район	
Ул. 2-я Промышленная, 8б	115/70
Просп. Кулакова, 20б	115/70
Ул. Ленина, 441	95/70
Ул. Октябрьская, 182	115/70
Ул. Октябрьская, 184	115/70
Ул. Балакирева, 5	95/70
Ул. Ленина, 417	95/70
Ул. Попова, 16	95/70
Ул. Октябрьская, 66	95/70
Ул. Октябрьская, 159	95/70
Ул. Пригородная, 197	115-70
Ул. Чапаева, 4	115-70
Ул. Пригородная, 70	95/70
Ул. Трунова, 71	95/70
Ул. Федосеева, 2	95/70
Ул. Репина, 146	95/70
Ул. Ленина, 415	95/70
Ул. Гоголя, 36	95/70
Ул. Воронежская, 14	95/70
ГУЗ «СКККД», ул.Пригородная, 224а	95/70
Центральный планировочный район	

Ул. Доваторцев, 2	115/70
Ул. Советская, 1	95/70
Просп. К. Маркса, 65	95/70
Просп. К. Маркса, 77	95/70
Ул. Голенева, 6а	95/70
Ул. Лермонтова, 153	115/70
Ул. Пушкина, 65	115/70
Ул. Ленинградский, 24	115/70
Ул. Дзержинского, 228	115/70
Ул. Объездная, 9	115/70
Ул. Морозова, 10	115/70
Ул. Ленина, 328	115-70
Ул. Пржевальского, 15	115-70
Ул. Мира, 302	115-70
Ул. Р. Люксембург, 18	115-70
Ул. Семашко, 3	95/70
Ул. Голенева, 46	95/70
Ул. Фрунзе, 2	95/70
Ул. Дзержинского, 161	95/70
Ул. Краснофлотская, 187	95/70
Ул. Фрунзе, 8	95/70
Ул. Балахонова, 13	95/70
Ул. Горького, 43	95/70
Ул. Объездная, 31	95/70
Ул. 8 Марта, 176	95/70
Ул. Мира, 324	115-70
Ул. Ломоносова, 44а	Пар
Ул. Партизанская, 1г	95/70
Ул. Семашко, 1	Пар
Ул. Дзержинского, 1	115-70
Ул. Серова, 272	115-70
Ул. Пономарева, 5	95/70
Ул. К. Маркса, 35	95/70
Ул. Шпаковская, 1	115-70
Ул. Доваторцев, 5	115-70
Ул. Семашко, 6 (резерв)	115-70
Ул. Бабушкина, 2а	95/70
Ул. Селекционная станция	95/70
Ул. Завокзальная, 33а - А	95/70

Ул. Завокзальная, 33а -Б	95/70
Ул. Завокзальная, 33а -В	95/70
Ул. Гражданская, 3	115-70
Ул. Абрамовой, 2	95/70
Старомарьевское шоссе, 7	95/70
Ул. Чехова, 13	115/70
Ул. Серова, 521	95/70
Ул. Серова, 451	95/70
Ул. Чехова, 83 (резерв)	95/70
ОАО «Эском», Старомарьевское шоссе, 9г	95/70
ЗАО «Гермес», пр. К.Маркса, 52	95/70
ЗАО «Пассаж», пр. К.Маркса, 59	95/70
ГНУ СНИИЖК Россельхозакадемии, пер. Зоотехнический, 15	95/70
СКЖД ОАО «РЖД», ул. Дзержинского, 2а	95/70
СКЖД ОАО «РЖД», ул. Завокзальная, 24	95/70
СКЖД ОАО «РЖД», ул. Ползунова, 2	95/70
ФГУП НПО «Микроген» «Аллерген»	95/70

На рисунках 4.1 ÷ 4.3 показаны рекомендуемые (по результатам анализа) температурные графики качественного регулирования теплоснабжения.

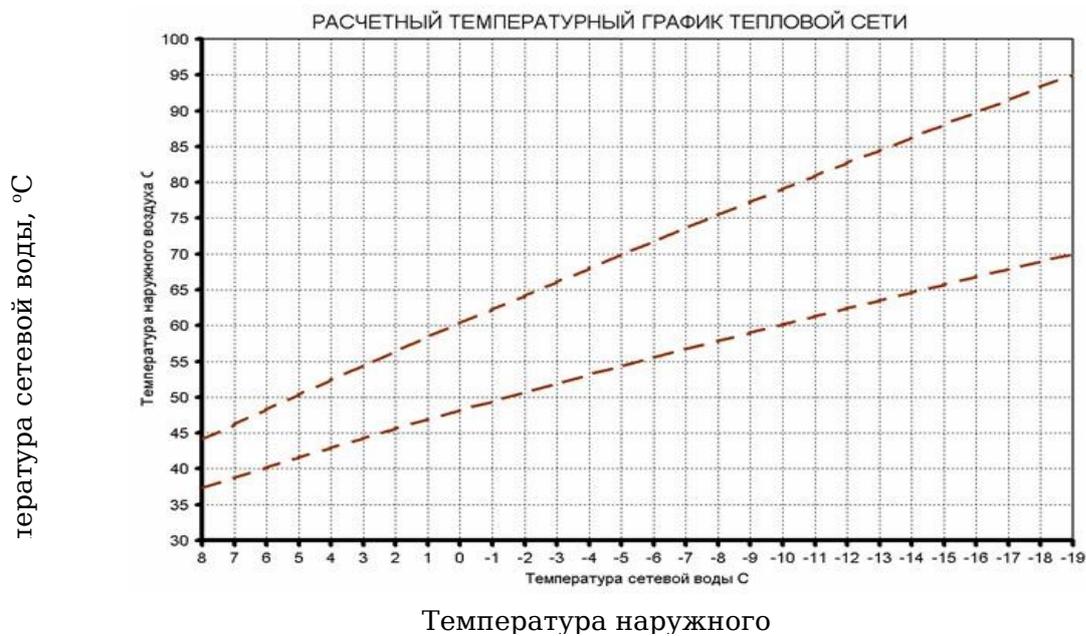


Рисунок 4.1 – Температурный график 95 ÷ 70 °C для отопления

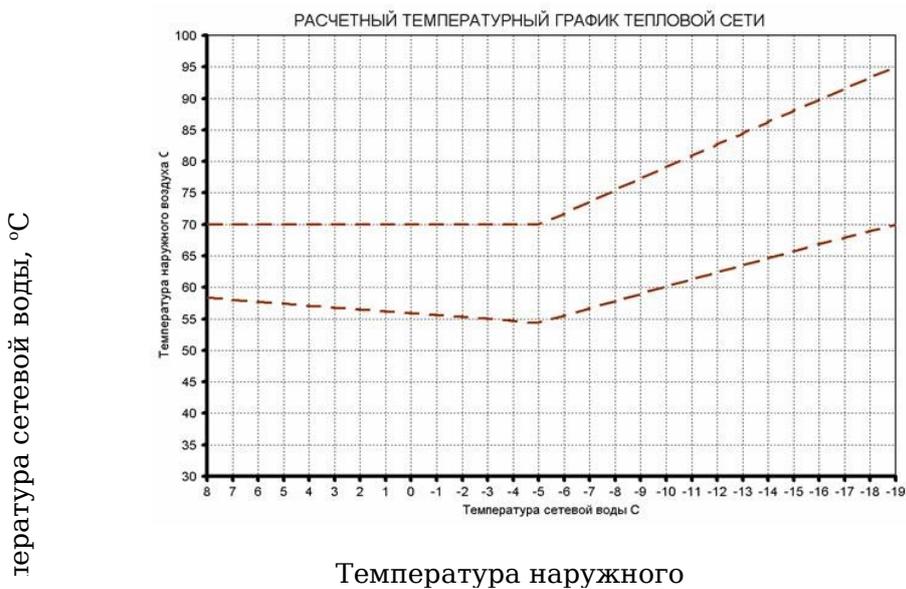


Рисунок 4.2 – Температурный график 95 ÷ 70 °C для отопления с ГВС

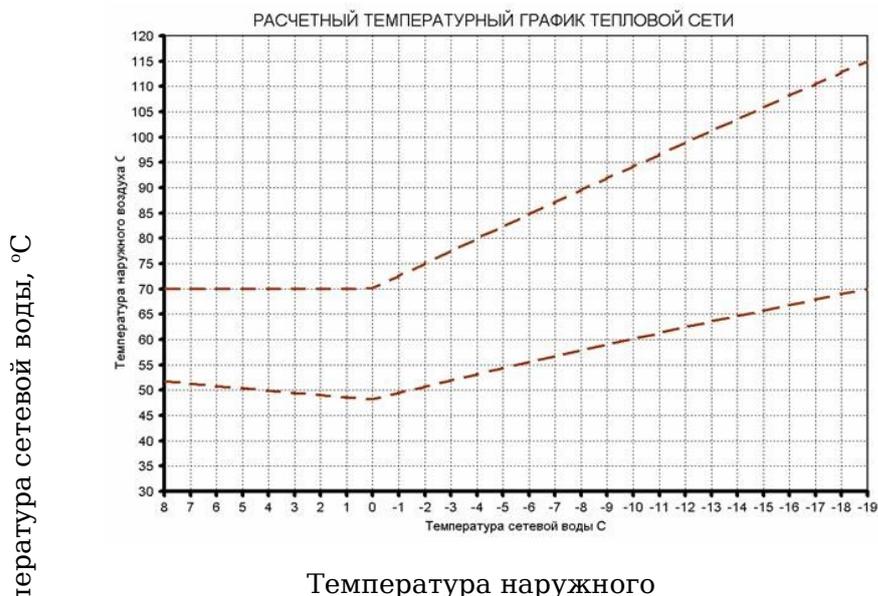


Рисунок 4. 3 -Температурный график 115 ÷ 70 °С для теплоснабжения

4.2 Предложения по наращиванию перспективной установленной тепловой мощности котельных

Принимая за основу перспективный план развития города Ставрополя на период до 2029 года, а также учитывая задачи обеспечения аварийного и перспективного резерва тепловой мощности были разработаны предложения по утверждению сроков ввода в эксплуатацию новых мощностей.

В генеральном плане развития города Ставрополя разработаны мероприятия по развитию планировочной структуры города и совершенствованию функционального зонирования его территории. Планом предусматривается:

- строительство в Юго-Западном жилом районе нескольких кварталов среднеэтажной и малоэтажной жилой застройки;

- формирование в Юго-западном районе городского общественного центра;
- завершение формирования в южном планировочном районе застройки 32-го микрорайона (пос. Дёмино) города Ставрополя;
- формирование вдоль магистрали Южный обход общегородского торгового центра, состоящего из нескольких торговых комплексов;
- завершение архитектурного оформления улицы Доваторцев;
- реконструкция части прилегающей к радиозаводу «Сигнал» территорий под современную научно-промышленную застройку;
- завершение формирования кварталов на пересечении ул. Октябрьской и просп. Кулакова в северном планировочном районе в его западной части;
- реконструкция территории Шпаковской птицефабрики и производственной зоны питомника в восточной части планировочного района в районе Чапаевской улицы;
- модернизация территории существующей застройки центрального планировочного района. Реконструкция существующего жилого фонда в районе улиц Ленина, Мира, Дзержинского и частично улицы Лермонтова;
- формирование фармакологического кластера на Старомарьевском шоссе;

Учитывая динамику строительства и места застройки, тип объектов строительства и уже выданные разрешения на строительство были просчитаны перспективные нагрузки существующих и вновь строящихся источников тепловой энергии, которые сведены таблицу 4.2.

Таблица 5.2 – Перспективные нагрузки источников теплоснабжения города Ставрополя на 2013 – 2029 годы.

Адрес объекта	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029	
	Установленная мощность в т.ч. пар, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Юго-Западный									
Котельная по ул. Доваторцев, 44е	215,000	216,350	218,254	219,754	224,054	224,054	224,054	224,054	224,050
Котельная по ул. Пирогова, 87	60,000	61,395	61,395	61,395	61,395	61,395	61,395	88,061	101,395
Котельная перспективная 1 (120 Гкал/ч) (ул. Шпаковская-очистные)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	60,000	90,000	120,000
Котельная перспективная 2 (160 Гкал/ч) (45 Паралель-телецентр)	0,00	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	100,000	100,000	160,000
Котельная по ул. Серова, 2 в резерве	10,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная по ул. Тухачевского, 17 передв. резерв	3,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
паровые котлы	1,100	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Котельная по ул. Шпаковской, 85	0,840	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500

ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал», 2 Юго-западный проезд 9а	20,00 0	16,400	16,400	16,400	16,400	16,400	16,400	16,400	16,400
Южный									
Котельная по ул. Магистральной (пос. Демино)	12,50 0	3,810	3,810	3,810	3,810	3,810	20,310	20,310	20,310
Котельная перспективная, микрорайон 2 (30 Гкал/ч) (пос. Демино)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,375	26,750	26,750
Котельная перспективная, микрорайон 3 (30 Гкал/ч) (пос. Демино)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,375	26,750	26,750
Котельная по ул. Южный обход, 55ж	27,52 0	11,890	11,890	11,890	11,890	11,890	11,890	11,890	11,890
Северный									
Котельная по ул. 2Промышленной, 8б	200,0 00	94,853	95,353	95,803	95,803	95,803	95,803	95,803	95,803
Котельная по просп. Кулакова, 20б	60,00 0	34,150	35,900	38,150	38,390	38,390	38,390	38,390	38,390
Котельная по ул. Октябрьской, 182	17,50 0	15,523	15,523	15,523	15,523	15,523	15,523	15,523	15,523
Котельная по ул. Ленина, 441	7,500	6,610	6,610	6,610	6,610	6,610	6,610	6,610	6,610
паровые котлы	1,100	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Котельная по ул. Октябрьской, 184	9,100	6,506	6,506	6,506	6,506	6,506	6,506	6,506	6,506
Котельная по ул. Балакирева, 5	6,000	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Котельная по ул. Ленина, 417	4,500	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840
паровые котлы	0,600	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Котельная по ул. Попова, 16	1,900	1,530	1,530	1,530	1,530	1,530	1,530	1,530	1,530

Котельная по ул. Октябрьской, 66	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Котельная по ул. Октябрьской, 159	1,000	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Котельная перспективная (1Гкал/ч) БМК 1 по ул. Пригородной	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,960	0,960
Котельная по ул. Пригородной, 197	16,600	13,436	13,436	13,436	13,436	13,436	13,436	14,896	14,896
Котельная по ул. Чапаева,4	5,000	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794
Котельная перспективная (60 Гкал/ч) микрорайон Рокадовский	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	40,000	40,000	60,000	60,000
Котельная по ул. Пригородной, 70	3,000	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
Котельная по ул. Трунова, 71	2,400	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Котельная по ул. Федосеева, 2	0,600	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999
паровые котлы	1,100	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
Котельная по ул. Репина, 146	1,600	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Котельная по ул. Ленина, 415	2,100	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Котельная по ул. Гоголя, 36	0,700	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Котельная по ул. Воронежской, 14	0,500	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
ГУЗ «Ставропольский краевой клинический кардиологический диспансер», по ул. Пригородной, 224а	1,720	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100

Центральный									
Котельная по ул. Доваторцев, 2	15,900	12,420	12,420	12,420	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная по ул. Советской, 1	1,130	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Котельная по просп. К. Маркса, 65	0,740	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Котельная по просп. К. Маркса, 77	0,800	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580	0,580
Котельная по ул. Голенева, 6а	0,200	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Котельная по ул. Лермонтова, 153	70,000	64,762	64,762	67,062	67,062	67,062	67,062	67,062	67,062
Котельная по ул. Пушкина, 65	15,000	4,600	4,600	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700
Котельная по пр. Ленинградскому, 24	48,200	35,817	35,817	35,817	35,817	35,817	35,817	35,817	35,817
Котельная по ул. Дзержинского, 228	47,000	50,407	50,407	52,667	52,667	52,667	52,667	52,667	52,667
Котельная по ул. Объездной, 9	7,000	7,020	7,020	7,020	7,020	7,020	7,020	7,020	7,020
Котельная по ул. М. Морозова, 10	11,000	10,530	10,530	10,530	10,530	10,530	10,530	10,530	10,530
Котельная по ул. Ленина, 328	14,000	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400	10,400
Котельная по ул. Пржевальского, 15	22,600	16,575	17,245	22,245	22,245	32,145	32,145	32,145	32,145
Котельная по ул. Мира, 302	16,000	12,400	14,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600	15,600
Котельная по ул. Р. Люксембург, 18	24,500	17,500	17,500	18,850	20,570	21,020	21,020	21,020	21,020
Котельная по ул. Семашко, 3	8,000	4,500	4,500	26,400	33,000	33,000	33,000	33,000	33,000
Котельная по ул. Голенева, 46	0,950	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Котельная по ул. Фрунзе,	1,290	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500

2									
Котельная по ул. Дзержинского, 161	0,240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Котельная по ул. Краснофлотской, 187	0,900	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460	0,460
Котельная по ул. Фрунзе,8	0,850	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Котельная по ул. Балахонова, 13	0,760	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
Котельная по ул. Горького, 43	7,000	4,200	5,300	5,300	5,300	5,300	5,300	5,300	5,300
Котельная по ул. Объездной, 31	0,645	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540
Котельная по ул. 8 Марта,176	5,800	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200
Котельная по ул. Мира, 324	28,000	22,910	24,610	24,610	26,110	26,110	26,110	26,110	48,900
Котельная по ул. Ломоносова, 44а паровые котлы	1,100	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
Котельная по ул. Партизанской, 1г	6,300	4,850	4,850	14,550	14,550	14,55	14,55	14,55	14,55
Котельная по ул. Семашко, 1 паровые котлы	1,100	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370
Котельная по ул. Дзержинского, 1	3,250	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595
Котельная по ул. Серова,272	8,600	5,110	5,910	7,410	7,410	7,410	7,410	7,410	7,410
Котельная по ул. Пономарева,5	1,230	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Котельная по просп. К.Маркса,35	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
Котельная по ул. Шпаковской, 1 паровые котлы	5,700	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
	1,100	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500

Котельная по ул. Доваторцев, 5	12,500	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871	9,871
Котельная по ул. Семашко, 6 в резерве	3,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная по ул. Бабушкина, 2а	0,800	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Котельная перспективная (6Гкал/ч) по ул. Селекционной, 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,400
Котельная по ул. Селекционная станция	1,500	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Котельная по ул. Завокзальной, 33а	0,090	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Котельная по ул. Завокзальной, 33б	0,090	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Котельная по ул. Завокзальной, 33в	0,090	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Котельная по ул. Гражданской, 3	8,600	7,914	7,914	7,914	7,914	7,914	7,914	7,914	7,914
Котельная по ул. Абрамовой, 2	0,880	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484	0,484
Котельная по Старомарьевское шоссе, 7	0,172	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
Котельная по ул. Чехова, 13 паровые котлы	48,000	40,321	43,021	47,721	47,721	47,721	47,721	47,721	47,721
	2,800	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
	4,400	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
	1,100	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242
	0,380	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Котельная по ул. Серова, 451	5,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ул. Чехова, 83 в резерве									
ЗАО «Гермес-52», просп. К. Маркса, 52	1,500	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391
ЗАО «Пассаж», просп. К.Маркса 59	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
ГНУ СНИИЖК Россельхозакадемии, пер. Зоотехнический, 15	0,730	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
Северо-Кавказская железная дорога ОАО «РЖД», ул. Дзержинского, 2а	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790
Северо-Кавказская железная дорога ОАО «РЖД», ул. Завокзальная, 24	3,440	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Северо-Кавказская железная дорога ОАО «РЖД», ул. Ползунова, 2	1,000	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578	0,578

(Таблица 4.2 - 6 стр)

Основной вывод: Перевод на температурный график с повышенной температурой позволяет уменьшить расходы и скорости теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей и, как следствие, уменьшить гидравлические потери, что позволяет обеспечить необходимый гидравлический напор у наиболее удаленных потребителей при передаче необходимого количества тепловой энергии.

5 КРИТЕРИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1 Локальные сметы на проведение работ по главной магистрали

Способ производства работ - подрядный;

Сметная стоимость строительства определена по чертежам проекта.

Сметная документация разработана в соответствии с «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» (принятой и введенной в действие с 9 марта 2004г. постановлением Госстроя России от 05.03.2004г. № 15/1) - МДС 81-35.2004г. и Территориальными единичными расценками для определения стоимости строительства в Ставропольском крае, принятыми и введенными в действие приказом министра жилищно-коммунального хозяйства, строительства и архитектуры Ставропольского края от 15.03.2004г. № 6 и зарегистрированными Госстроем России (письмо от 15.03.2019г. N 10-190).

Сметная стоимость строительства составлена в ценах на 26.03.2020г. ресурсным методом и пересчитана в цены I квартала 2020г. с учетом затрат, связанных с уплатой налога на добавленную стоимость.

Индекс на СМР к ТЕР-2020г. без НДС- 6,45 (письмо Минрегионразвития №1411-СК-/01-12 от26.03.2020).

В том числе:

Индекс на материалы к ТЕР-2020г. без НДС- 6,86;

Индекс на оплату труда к ТЕР-2020г. без НДС-20,30;

Индекс на эксплуатацию машин и механизмов к ТЕР-2020г. без НДС-8,31.

При составлении сметной документации учтены:

Накладные расходы (Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве, приняты и введены в

действие с 12 января 2019г. постановлением Госстроя России от 12 января 2019г. № 6)- МДС 81 – 33.2019.Сметная прибыль (Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве, приняты и введены в действие с 01.03.2019г. постановлением Госстроя России от 28.02.2001г. № 15, письмо № АП-5536/06 от 18.11.2018г.) - МДС 81 – 25.2001. (см. таблицу 5.1)

**ЛОКАЛЬНЫЙ
РЕСУРСНЫЙ СМЕТНЫЙ
РАСЧЕТ №**
(локальная смета)

на Замена т/сети Ду 100 по ул.Черняховского.
*(наименование работ и
затрат, наименование
объекта)*

<u>Сметная стоимость</u>	
строительных работ	165,969 тыс. руб
монтажных работ	155,273 тыс.руб
<u>Средства на оплату труда</u>	10,696 тыс. руб
<u>Сметная стоимость</u>	29,937 чел.часа

Составлен(а) в текущих (прогнозных) ценах по
состоянию на 2 кв. 2020г.

№ п п	Обосн овани е	Наименование	Ед. изм.	Кол.		Сметная стоимость в текущих (прогнозных) ценах, руб.	общая
				на ед.	всего	на единицу измерения	
1	2	3	4	5	6	7	8
Раздел 1. Земляные работы							
1	ГЭСНО 1-01- 014-05 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Разработка грунта с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшом вместимостью: 0,25 м3, группа грунтов 2	1000 м3		0,0132 <i>13,2 / 1000</i>	5477,05	72
		Затраты труда рабочих (ср 2)	чел.час	41,4207	0,55	132,23	72,73
2	ГЭСНО 1-02- 057-02 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, группа грунтов: 2	100 м3		0,005 <i>0,5 / 100</i>	32316,75	162
		Затраты труда рабочих (ср 2)	чел.час	244,398	1,22	132,23	161,32

3	ГЭСН2 3-01- 001-01 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Устройство основания под трубопроводы: песчаного	10 м3		0,06 <i>0,6 / 10</i>	1783,72	107
		Затраты труда рабочих (ср 2,5)	чел.час	13,4895	0,81	132,23	107,11
4	Товар ная накла дная № 8 от 10.03. 2020 г.	Песок местный	м3		0,66	203,39	134
5	ГЭСНО 1-01- 033-02 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), группа грунтов 2	1000 м3		0,0276 <i>27,6 / 1000</i>		
6	ГЭСНО 1-02- 061-02 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов: 2	100 м3		0,132 <i>13,2 / 100</i>	16997,78	2244
		Затраты труда рабочих (ср 1,5)	чел.час	128,547	16,97	132,23	2243,94
7	Товар	Песок местный	м3		13,2	203,39	2685

	ная накла дная № 8 от 10.03. 2020 г.						
8	ГЭСНО 1-02- 005-01 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками, группа грунтов: 1-2	100 м3		0,41 <i>(27,6+13,2)/ 100</i>	2191,17	898
		Затраты труда рабочих (ср 3)	чел.час	16,57092 5	6,79	132,23	897,84
Раздел 2. Демонтажные работы							
9	ГЭСНО 7-06- 002-07 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Демонтаж плит перекрытий каналов площадью: до 5 м2	100 шт		0,07 <i>7 / 100</i>	14578,72	1021
		Затраты труда рабочих (ср 3,8)	чел.час	110,2528	7,72	132,23	1020,82
10	ГЭСН2 6-01- 052-01 <i>Приказ Минстр</i>	Разборка поверхности изоляции трубопроводов из стеклопластика	100 м2		0,21 <i>21 / 100</i>	9778,96	2054

	<i>оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>						
		Затраты труда рабочих (ср 3,9)	чел.час	73,9542	15,53	132,23	2053,53
11	ГЭСНр 66-24- 2 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Разборка тепловой изоляции: из ваты минеральной	100 м2		0,21 21 / 100	2904,43	610
		Затраты труда рабочих (ср 2,7)	чел.час	21,965	4,61	132,23	609,58
12	ЕНиР1 -22-02- А	Погрузка вручную несподручных и навалочных грузов на транспортные средства	1 т		0,19 (0,108+0,06) *3,14*0,06*4 0*0,15	88,59	17
		Подсобный рабочий 1 разр. (ср 1)	чел.час	0,67	0,13	132,23	17,19
13	ГЭСНр 66-16- 3 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Демонтаж трубопроводов в непроходных каналах краном диаметром труб: до 100 мм	100 м		0,4 40 / 100	5337,46	2135
		Затраты труда рабочих (ср 3)	чел.час	40,365	16,15	132,23	2135,51
14	Счет № 161 от 01.02. 20г. ООО "Кисл	Кислород	м3		0,66	66,67	44

	ород плюс"						
15	м.отче т за апрель код 00745 9	Пропан	л		0,38 0,16/0,425	14,16	5
Раздел 3. Монтажные работы							
16	ГЭСН2 4-01- 021-04 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 19</i>	Бесканальная прокладка стальных трубопроводов в изоляции из пенополиуретана (ППУ) с изоляцией стыков методом заливки при номинальном давлении 1,6 МПа, температуре 150°С, диаметр труб 100 мм	км		0,04 40/1000	167373,83	6695
		Затраты труда рабочих (ср 4,2)	чел.час	1265,777 975	50,63	132,23	6694,8
17	Специ фикац ия к догово ру постав ки № 3/17 от 26.12. 2018"С тавроп ольск ий завод тепло изоля ционн ых	Труба стальная в ППУ ПЭ 108х4мм ГОСТ 30732-2006(стальная труба по ГОСТ 10705-80)	м		40	1474,58	58983

	труб)						
18	Спецификация к договору поставки № 3/17 от 26.12.2018 "Ставропольский завод теплоизоляционных труб)	Муфта термоусаживаемая для труб ППУ ПЭ Д-108/ 180 мм	шт		14	493,89	6914
19	Спецификация к договору поставки № 3/17 от 26.12.2018 "Ставропольский завод теплоизоляционных труб)	Компонент А ГОСТ 30732-2006	кг		3,2	375,34	1201

20	Спецификация к договору поставки № 3/17 от 26.12.2018 "Ставропольский завод теплоизоляционных труб)	Компонент Б ГОСТ 30732-2006	кг		4,5	110,67	498
21	Спецификация к договору поставки № 3/17 от 26.12.2018 "Ставропольский завод теплоизоляционных труб)	Лента адгезионная толщиной 2-2,2 мм для изоляции стыков шириной 40 мм	м		8	653,56	5228
22	Специ	Электроды УОНИ 13/55 ф 4 мм	кг		1,7	130	221

	фикация к договору поставки № 14/17 от 17.01.2018 г. ООО "Газнефтемаш"	(постоянка)ГОСТ 9466-75					
23	ГЭСН2 4-01-029-04 <i>Приказ Минстроя России №1038/п от 30.12.2018</i>	Установка сильфонных компенсаторов с несъемным кожухом на стальных трубопроводах диаметром 100 мм	шт		2	594,57	1189
		Затраты труда рабочих (ср 4,6)	чел.час	4,4965	8,99	132,23	1188,75
24	Материальный отчет код00 4162	Компенсатор стартовый ССК 16-150-110 ГОСТ 32935-2014	шт		2	20928,57	41857
25	Спецификация к договору поставки № 14/17	Электроды УОНИ 13/55 ф 4 мм (постоянка)ГОСТ 9466-75	кг		0,7	130	91

	от 17.01. 2020 г. ООО "Газне фтема ш"						
26	Счет № 161 от 01.02. 20 г. ООО "Кисл ород плюс"	Кислород	м3		0,4	66,67	27
27	ГЭСН2 2-03- 001-05 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18</i>	Установка фасонных частей стальных сварных диаметром: 100-250 мм	т		0,0088 <i>4*2,2/1000</i>	61870,48	544
		Затраты труда рабочих (ср 5)	чел.час	467,9005	4,12	132,23	544,79
28	Специ фикац ия к догово ру постав ки № 14/17 от 17.01. 2019 г. ООО	Электроды УОНИ 13/55 ф 4 мм (постоянка)ГОСТ 9466-75	кг		0,8	130	104

	"Газне фтема ш"						
29	Специ фикац ия к догово ру постав ки № 3/17 от 26.12. 2019 "Ставр опольс кий завод тепло изоля ционн ых труб)	Отвод ППУ ПЭ стальной Д-108x4 мм 90 гр ГОСТ 30732-2006	шт		4	1284,26	5137
30	ГЭСН2 4-01- 032-01 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18</i>	Установка задвижек или клапанов стальных для горячей воды и пара диаметром: 50 мм	компл		2	332,26	665
		Затраты труда рабочих (ср 4,2)	чел.час	2,51275	5,03	132,23	665,12
31	Специ фикац ия к догово ру № 20 /17	Кран шаровый стандартнопроходной комбинированное соединение (под приварку фланцевое) Ду 40 мм КШ.Ц.К . 040 040. Н/П.02	шт		2	2020,07	4040

	от 14.02. 20 г.ООО "ФОРС Прода кши"						
32	Счет № 161 от 01.02. 20 г. ООО "Кисл ород плюс"	Кислород	м3		0,12	66,67	8
33	Специ фикац ия к догово ру постав ки № 14/17 от 17.01. 2020 г. ООО "Газне фтема ш"	Электроды УОНИ 13/55 ф 4 мм (постоянка)ГОСТ 9466-75	кг		0,3	130	39
34	ГЭСНм 12-12- 005-02 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20</i>	Арматура приварная с ручным приводом или без привода водопроводная на номинальное давление до 4 МПа, номинальный диаметр 15 мм	шт		1	562,64	563

	18						
		Затраты труда рабочих (ср 4)	чел. час	4,255	4,26	132,23	563,3
35	ГЭСНм 12-12-009-02 Приказ Минстроя России №1038/п от 30.12.2018	Арматура муфтовая с ручным приводом или без привода водопроводная на номинальное давление до 10 МПа, номинальный диаметр 15 мм	шт		1	729,91	730
		Затраты труда рабочих (ср 4)	чел. час	5,52	5,52	132,23	729,91
36	Спецификация к договору № 20 /17 от 14.02.20 г.ООО "ФОРС Продакши"	Кран шаровый спускной стандартнопроходной комбинированное соединение (под приварку, муфтовое) Ду 15 мм КШ.Ц.С. 015 040. Н/П.02	шт		2	1031,19	2062
37	ГЭСН2 2-01-011-08 Приказ Минстроя России №1038/п от 30.12.2018	Укладка стальных водопроводных труб с гидравлическим испытанием диаметром: 300 мм	км		0,001 1/1000	103875,26	104
		Затраты труда рабочих (ср 4,5)	чел. час	785,565	0,79	132,23	104,46

38	ЕНиР2 2.2-11- 2-2Г	Газовая резка труб без скоса кромок, резка неповоротной трубы: наружный диаметр труб 325-377 мм, толщина стенки до 12 мм	1 перерез		2	18,51	37
		Газорезчик 3 разр. (ср 3)	чел.час	0,14	0,28	132,23	37,02
39	матер иальн ый отчет код 1912	Труба стальная э/с д 300 мм б/у	м		1	2538,25	2538
40	Счет № 161 от 01.02. 20 г. ООО "Кисл ород плюс"	Кислород	м3		0,84 0,21*4	66,67	56
41	Матер иальн ый отчет 00745 9	Пропан	л		0,44 0,11*4	14,11	6
42	ГЭСН1 3-06- 003-01 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18</i>	Очистка поверхности щетками	м2		1	157,39	157
		Затраты труда рабочих (ср 3)	чел.час	1,19025	1,19	132,23	157,35
43	ГЭСН1 3-03- 002-04	Огрунтовка металлических поверхностей за один раз: грунтовкой ГФ-021	100 м2		0,01 1 / 100	1857,16	19

	Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18						
		Затраты труда рабочих (ср 4,7)	чел. час	14,04495	0,14	132,23	18,51
44	Спецификация к договору поставки № 15/17 от 23.01.20 г	Грунтовка ГФ -021 ГОСТ 25129-82	кг		0,2	237,29	47
45	Спецификация к договору поставки № 15/17 от 23.01.20 г	Растворитель 646	л		0,1	93,22	9
46	ГЭСНО 8-02-001-09 Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18	Кладка стен приемков и каналов	м3		0,4	1238,11	495

		Затраты труда рабочих (ср 2,7)	чел.час	9,3633	3,75	132,23	495,86
47	Спецификация к договору поставки № 27/17 от 09.03.20 г ООО "Фирма Полипром"	Кирпич керамический КР-р-по 250x120x65/1НФ ГОСТ530-2012	шт		160	15,25	2440
48	ГЭСНО 6-01-082-18 <i>Приказ Минстроя России №1038/п от 30.12.2018</i>	Приготовление тяжелых кладочных растворов: цементных марки 100	100 м3		0,001 <i>0,1 / 100</i>	40070,67	40
		Затраты труда рабочих (ср 2)	чел.час	303,0376 5	0,3	132,23	39,67
49	прилож № 1 от 15.01.2020 к договору № 03/04-01-16	Песок резкий	м3		0,12	122,4	15
50	материальн	Цемент М-200	кг		30,4	6,36	193

	ру постав ки №40/1 8-19						
55	ГЭСНО 7-06- 002-07 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18</i>	Устройство плит перекрытий каналов площадью: до 5 м2	100 шт		0,09 <i>9 / 100</i>	20956,92	1886
		Затраты труда рабочих (ср 3,8)	чел.час	158,4884	14,26	132,23	1885,6
56	ГЭСНО 6-01- 082-18 <i>Приказ Минстр оя России №1038/п р от 30.12.20 18</i>	Приготовление тяжелых кладочных растворов: цементных марки 100	100 м3		0,0005 <i>0,05 / 100</i>	40070,67	20
		Затраты труда рабочих (ср 2)	чел.час	303,0376 5	0,15	132,23	19,83
57	матер иальн ый отчет декабр ь код 03017 7	Цемент М-200	кг		15	6,36	95
58	прило ж № 1 от 15.01.	Песок резкий	м3		0,1	122,4	12

	2020 к договору № 03/04-01-16						
59	Калькуляция 2с	Герметизация футляров	шт		2	256,8	514
Д		Затраты труда рабочих	чел.час	0,5	1	132,23	132,23
Д	1. Спецификация к договору поставки и № 15/20 от 23.01.20 г	Пена монтажная под пистолет летняя и зимняя ГОСТ 51697-2000	шт	0,5	1	381,36	381,36
Заглушка -2 шт							
60	Спецификация к договору поставки № 9/17 от 26.12.20 г ООО "Ставметал сервис"	Лист ГОСТ 19903-2015/ СтЗспЗ ГОСТ 16523-97 толщ 2 мм	кг		4,4 2,2*2	57,63	254
61	Спецификация к договору поставки № 9/17 от 26.12.18 г ООО "Ставметал сервис"	Лист ГОСТ 19903-2015/ СтЗспЗ ГОСТ 14637-89 толщ 5 мм	кг		1,2 0,6*2	57,63	69

62	Спецификация к договору поставки 10/17 от 26.12.18"Ставропольский завод теплоизоляции труб"	Труба стальная водогазопроводная ГОСТ 3262-75 Ду20x2,8мм	м		0,12 0,03*2*2	114,97	14	
63	Спецификация к договору поставки № 9/17 от 26.12.19 г ООО "Ставметал сервис"	Сталь круглая д-20 мм ГОСТ 2590-2006	кг		0,1 2,47*0,03*2	56,78	6	
64	ГЭСНм10-06-048-05 <i>Приказ Минстроя РФ от 30.01.18 №31/пр</i>	Прокладка волоконно-оптических кабелей в траншее	1 км кабеля		0,04 40/1000	1049,25	42	
		Затраты труда рабочих (ср 4,3)	чел.час	7,935	0,32	132,23	42,31	
65	Спецификация к договору поставки № 15/20 от 23.01.20 г	Лента сигнальная бело-красная шириной 70 мм ЛСТ-200/250	м		40	1,95	78	
Итого прямые затраты по смете в текущих ценах							165969	
Итого по смете:								
Итого Строительные работы							155273	
Итого Монтажные работы							10696	
Итого							165969	

В том числе:	
Материалы	136032
ФОТ	29937
ВСЕГО по смете	165969

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный выше анализ состояния системы централизованного теплоснабжения города Ставрополя и его основных производственных фондов (особенно активной их части), а также анализ существующих источников финансирования для их капитального ремонта, реконструкции и развития (для расширенного воспроизводства) показывает, что для совершенствования инфраструктуры города в ближайшие 10 ÷ 15 лет и повышения качества жилищной среды необходим комплекс технических мероприятий по реконструкции, модернизации и строительству тепловых источников и теплотрасс.

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов.

Оценка предстоящих затрат и результатов при определении эффективности данного проекта осуществлялась в пределах расчетного периода, продолжительность которого (горизонт расчета) принята с учетом продолжительности осуществления намеченных мероприятий, освоения проектной мощности, окупаемости капитальных вложений, погашения кредитов, полученных на финансирование строительства и выплат процентов по ним, продолжительности работы с запроектированным уровнем годовой прибыли.

На основании выполненных расчетов горизонт оценки принят равным пятнадцати годам от начала реализации инвестиционного проекта.

Стоимостная оценка показателей, учитывая сложность прогнозирования цен, тарифов, тарифных ставок, норм и нормативов на длительную перспективу произведена в неизменных (базовых) их уровнях, действующих на момент разработки инвестиционного проекта, без учета возможной инфляции. По согласованию с заказчиком, стоимостные показатели определены в ценах, сложившихся в 1 квартале 2018 г.

Разработанная для Ставрополя программа модернизации системы теплоснабжения представляет собой 72 объекта. Работы по этим объектам включают в себя этапы реконструкции районных котельных и тепловых сетей.

Подсчитан и объем капиталовложений в виде инвестиций, который составляет - четыре миллиарда 854 миллиона 342 тысячи рублей.

Финансирование мероприятий по реконструкции и модернизации, направленных на повышение надежности и качества теплоснабжения потребителей, будет производиться с привлечением заемных средств.

Источниками финансирования инвестиционных проектов являются также тарифные источники:

- собственные средства ОАО «Теплосеть» в виде прибыли, направляемой на инвестиции (средства, поступающие в виде инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию);

- амортизационные отчисления по объектам инвестирования, включаемые в тариф на тепловую энергию;

- средства на реконструкцию в счет арендных платежей.

Таким образом, на основании всего комплекса выполненных научно-исследовательских, инженерно-технических и технико-экономических разработок можно сделать вывод о реалистичности и экономической эффективности разработанного перспективного плана реконструкции и развития тепловых сетей города Ставрополя.

Литература

1. Яковлев В. А. Выступление на Всероссийском совещании «О ходе подготовки энергопредприятий к работе в осенне-зимний период 2003–2004 года» // Новости теплоснабжения. 2003. № 10.
2. Постановление Правительства РФ от 25 августа 2003 года № 522 «О федеральных стандартах оплаты жилья и коммунальных услуг на 2004 год».
3. Указ Президента РФ от 28 апреля 1997 года № 425 с изменениями от 27 мая 1997 года.
4. Белкина Т. Д. Жилищная реформа в России: проблемы и перспективы // Вопросы экономики. 1999. № 4.
5. Щелоков Я. М., Евпланов А. И. Показатели функционирования водяных тепловых сетей // Новости теплоснабжения. 2003. № 12.
6. Мятёжный домком // Российская газета. 2003. 25 сент.
7. Рогалев Н. Д., Гашо Е. Г., Коваль А. В. Об итогах создания демонстрационной зоны энергетической эффективности «Скатертный» и перспективах энергоресурсосбережения в коммунальном комплексе города // Энергосбережение. 2003. № 1.
8. Шмырев Е. М., Сатанов Л. Д. Некоторые аспекты энергосбережения в системах централизованного теплоснабжения // Энергетик. 1998. № 6.
9. Концепция развития теплоснабжения в России, включая коммунальную энергетику, на среднесрочную перспективу: Официальная информация. М., 2002.
10. Сводный отчет о работе отопительных котельных и тепловых сетей по Российской Федерации за 2000 год / Госкомстат России. М., 2001.

11. Ольховский Г. Г., Тумановский А. Г., Трёмбовля В. И. Резервы энерго- и ресурсосбережения в крупных котельных промышленной и коммунальной энергетики // Промышленная энергетика. 2004. № 1.

12. Дунаевский Н. И. Техничко-экономические основы теплофикации. М.;Л.: Госэнергоиздат, 1952.

13. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р.

14. Вопросы законодательного регулирования теплоснабжения в Российской Федерации // Материалы Всероссийского совещания (Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям). Москва, 5 декабря 2003 года.

15. [Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями: монография](#)

[Щинников П.А.](#), [Ноздренко Г. В.](#) НГТУ • 2009 год

16. СНиП 2.34.76. «Горячее водоснабжение» ,1976.- 112 с.

17. СП 124.133330.2012. «Тепловые сети. Свод правил.»

18. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1974, -272 с

19. Зингер Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. М.: Энергия, 2005. -335 с

20. СНиП 2.33.75. «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.»

21. СНиП 2.01.01- . «Строительная климатология и геофизика.»

22. СП 61.13330.2012. «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41.03.2003.»

23. ГОСТ 30732—2001 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке. Технические условия».

24. Теплоэнергетика и теплотехника: Справочник : В4 кн. / Под ред. А.В Клименко, В.М. Зорина. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.
