

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Третьякова Полина Александровна

**Совершенствование систем централизованного теплоснабжения с
использованием тепловых насосов**

Специальность 2.1.3. Теплоснабжение, вентиляция,
кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Степанов Олег Андреевич



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ	13
1.1. Обзор перспективных схем применения тепловых насосов	14
1.2. Обоснование трассировки прокладки тепловых сетей	21
1.3. Оценка эффективности системы теплоснабжения	22
1.4. Выводы по главе 1	23
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ПОДОБНЫХ СИСТЕМ	25
2.1. Предлагаемая схема системы теплоснабжения	25
2.2. Определение параметров теплового насоса	29
2.2.1. Влияние разности температур между конденсатором и испарителем	30
2.2.2. Влияние переохлаждения рабочего агента	32
2.2.3. Влияние перегрева рабочего агента перед компрессором ТН	34
2.3. Эмпирические зависимости показателей тепловой экономичности ТЭЦ при применении ТН	37
2.3.1. Соотношение выработки электрической и тепловой энергии в традиционной системе теплоснабжения от ТЭЦ	37
2.3.2. Показатели эффективности применения тепловых насосов в системе централизованного теплоснабжения	39
2.4. Выводы по главе 2	49
ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МЕТОДОМ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ	52
3.1. Критерии эффективности	52
3.2. Экспертная оценка критериев эффективности тепловых сетей	59
3.3. Выводы по главе 3	66

ГЛАВА 4. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА ТРАССЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	67
4.1. Критерии сложности тепловых сетей	67
4.2. Экспертная оценка критериев сложности тепловых сетей	70
4.3. Метод расчетных сеток при проектировании тепловых сетей	77
4.4. Учет показателя совокупных приведенных затрат	80
4.5. Выводы по главе 4	83
ГЛАВА 5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ	84
5.1. Определение диаметра магистрального трубопровода с учетом экономической оценки системы теплоснабжения с ТН	84
5.2. Экономические показатели систем теплоснабжения	97
5.3. Выводы по главе 5	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	102
ПРИЛОЖЕНИЯ	120

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- NPV – чистый дисконтированный доход;
- АЭС – атомная электрическая станция;
- ВЭР – вторичный энергетический ресурс;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ГНБ – горизонтально направленное бурение;
- ЖРТ – жидкое рабочее тело;
- ИНТ – источник низкопотенциального тепла;
- ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
- КИТТ - коэффициент использования теплоты топлива;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КЭС – конденсационная электростанция;
- ППМ – пенополимерминеральная;
- ППУ – пенополиуретан;
- ПСВ – подогреватель сетевой воды;
- ПЭ – полиэтиленовый;
- РА – рабочий агент;
- СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
- ТН – тепловой насос;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ФЕР – федеральные единичные расценки;
- ХВС – холодное водоснабжение;
- ЦТП – центральный тепловой пункт.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В соответствии с ФЗ № 190 «О теплоснабжении» развитие систем теплоснабжения осуществляется наиболее энергоэффективным и наименее затратным способом при условии минимального воздействия на окружающую среду. Проблема энергоэффективности систем теплоснабжения в России является актуальной и находит свое отражение в ФЗ № 190 «О теплоснабжении», в ФЗ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» и в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. Нормативно-правовые акты обязывают организации, занимающиеся производством и транспортом энергоресурсов, разрабатывать программу энергосбережения и внедрять энергосберегающие мероприятия, направленные на снижение потребления энергоресурсов.

Система централизованного теплоснабжения города включает в себя источник тепловой энергии, тепловые сети и потребителей. Как правило, в мегаполисах теплоснабжение осуществляется от теплоэлектростанций (далее – ТЭЦ) и характеризуется большой протяженностью тепловых сетей. Неиспользуемые низкопотенциальные вторичные энергоресурсы ТЭЦ и тепловые потери теплосети развивают направление оптимизации систем централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ) за счет применения тепловых насосов. Включение тепловых насосов в СЦТ способствует снижению выбросов продуктов сгорания в окружающую среду, снижению расхода топлива на выработку энергии, снижению теплового воздействия. При этом существуют различные варианты включения тепловых насосов в систему теплоснабжения, но отсутствует способ оценки тепловой эффективности альтернативных моделей теплоснабжения.

Таким образом, разработка способа повышения эффективности системы теплоснабжения за счет включения тепловых насосов в технологическую схему является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования. Вопросами тепловых насосов и их включения в систему теплоснабжения, различными аспектам эксплуатационной надежности тепловых сетей, модернизации существующих систем теплоснабжения занимались такие ученые как Andersen A.N. [21], Ayoub D. S. [1], Bacquet A. [9], Barco-Burgos J. [2], Basciotti D. [25], Bendtsen JD. [13], Bensadi S. [9], Bloess A. [4], Boldrini A. [5], Bruno J.C. [2], Calise F. [7], Cappiello F. L. [7], Cimmino L. [7], Cipriano J. [19], Coronas A. [1], Galindo-Fernandez M. [9], Guelpa E. [10], Hamid K. [12,11], Hirth L. [23], Iov F. [13], Jiménez Navarro J. P. [5], Junnila S. [15] Khatibi M. [13], Kinnane O. [20], Kontu K. [15], Lennon D. [20], Mor G. [19], O'Hegarty R. [20], Ostergaard P. A. [21], Praktijnjo A. [23], Rinne S. [15], Ruhnau O. [23], Sajjad U. [12,11], Schill WP. [4], Ulrich Ahrens M. [12,11], Wardhana M. F. [1], Zerrahn A. [4], Аверьянов В. К. [32], Андриющенко, А. И. [34,35], Бакшеев А. Ю. [76], Батухтин А. Г. [38,39], Берзан В. П. [43], Бирюзова Е. А. [44], Богданов А. Б. [45], Бородихин И. В. [47], Бямбоцогт П. [78], Васильев Г. П. [32,52], Горшков А. С. [32], Григорьева О. К. [78, 78], Данилов В. В. [86], Даутов, Р. Р. [50], Дмитриев А. Н. [52], Журавлев А. А. [132, 133], Козлов С. А. [60], Коршунова В. В. [98], Логинова С. А. [65], Ломовцев П. Б. [133], Мацко И. И. [79], Молодкина М. А. [73], Мордовин В. А. [131], Николаев Ю. Е. [87], Ноздренко Г. В. [77, 78, 85], Овсянник А.В. [79], Овчинников Ю. В. [77,85], Олейникова, Е. Н. [80], Орлов М. Е. [87, 131], Петин А. Ю. [92], Постникова В. В. [95], Потапов Ю. А. [134], Проценко В. П. [90], Пугач Л. И. [85], Пугач Ю. Л. [85], Реев В. Г. [97], Резанов Е. М. [98], Робу С. Г. [43], Ротов П. В. [87], Серант Ф. А. [77], Славин В. С. [86], Стенин В. А. [88,89], Степанов, О.А. [106-108], Степин В.А. [109], Суворов Д.М. [130, 131, 132], Сутягинский М.А. [134], Сущих В.М. [130- 132], Терехов, Д.В. [111], Тимошин А. А.[65], Томилов В. Г. [77, 85], Федотов А. С. [120], Францева А. А. [77,78], Фролов М. Ю. [121], Худякова Е. А. [122], Чаукин П. Е. [129],

Чернышов П. С. [132], Чуйкина А. А. [128], Шарапов В. И. [87,129], Шит М. Л. [43, 130, 131, 132], Юрченко В. А. [52], Юша В. Л. [134].

Объект исследования: система централизованного теплоснабжения.

Предмет исследования: влияние тепловых насосов на работу системы централизованного теплоснабжения при их применении в тепловых пунктах потребителя.

Цель диссертационной работы: разработка и оценка эффективности системы теплоснабжения с использованием тепловых насосов и выбор рациональной трассировки тепловых сетей.

Задачи исследования:

– выполнить обзор способов включения тепловых насосов в систему централизованного теплоснабжения и проанализировать вторичные энергоресурсы ТЭЦ, которые возможно использовать в качестве источников низкопотенциальной теплоты для систем централизованного теплоснабжения;

– разработать эффективную схему теплоснабжения с применением тепловых насосов (далее – ТН) с использованием низкопотенциальной теплоты паротурбинной ТЭЦ;

– разработать способ оценки эффективности системы теплоснабжения с тепловыми насосами;

– разработать методику выбора трассы трубопроводов от ТЭЦ до тепловых пунктов;

– выявить наиболее значимые параметры эффективности тепловых сетей и предложить методику комплексной оценки системы теплоснабжения.

Научная новизна результатов:

– разработан способ генерации тепловой энергии на основе применения тепловых насосов, расположенных в центральных тепловых пунктах, позволяющих повысить тепловую экономичность паротурбинных

парогазовых теплоэлектроцентралей за счет утилизации теплоты системы обратного водоснабжения;

– получены аналитические зависимости, позволяющие исследовать изменение коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на ТЭЦ при применении тепловых насосов в тепловых пунктах от соотношения выработки тепловой и электрической энергии, коэффициента трансформации теплового насоса, снижения потерь теплоты в тепловых сетях и снижения расхода электроэнергии на привод сетевых насосов;

– предложена методика выбора трассы тепловой сети с учетом влияния ситуационных факторов, влияющих на стоимость проведения ремонтных работ, показывающих возможность совмещения с другими инженерными системами, оценивающих воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода. Методика предполагает перевод растровых карт, показывающих вышеперечисленные факторы, в структурированную многофакторную сетку;

– разработана методика оценки эффективности существующих схем тепловой сети с учетом экономических, экологических, эксплуатационных и технологических факторов, приведенных к удельным величинам. Каждый фактор переводится в численное значение, характеризующее его отклонение от «эталона» с учетом значимости, оцененной экспертами.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке схемы теплоснабжения с применением тепловых насосов, позволяющей повысить тепловую экономичность ТЭЦ.

Практическая значимость работы заключается в разработке методики выбора трассы тепловой сети и методики комплексной оценки эффективности систем теплоснабжения.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решены с использованием методов математического анализа, метода экспертной оценки и метода аппроксимации.

Личный вклад автора заключается в разработке системы централизованного теплоснабжения с применением внутриквартальных тепловых насосов и технико-экономическом обосновании эффективности ее применения, разработке способа трассировки тепловых сетей от источника теплоты до тепловых пунктов, разработке критериев оценки эффективности тепловых сетей.

Положения, выносимые на защиту:

1. Способ централизованного теплоснабжения с применением тепловых насосов, повышающих энергоэффективность систем централизованного теплоснабжения за счет утилизации сбросной низкопотенциальной теплоты ТЭЦ.

2. Аналитические зависимости, позволяющие исследовать изменение коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на ТЭЦ при применении тепловых насосов в тепловых пунктах от выработки электроэнергии на тепловом потреблении, коэффициента трансформации теплового насоса, снижения потерь теплоты в тепловых сетях и изменений расхода электроэнергии на привод сетевых насосов.

3. Методика выбора трассы тепловой сети с учетом влияния ситуационных факторов, влияющих на стоимость проведения ремонтных работ, показывающих возможность совмещения с другими инженерными системами, учитывающих воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода. Методика предполагает создание структурированных многофакторных сеток на основе растровых карт.

4. Методика оценки эффективности существующих схем тепловой сети с учетом экономических, экологических, эксплуатационных и

технологических факторов, приведенных к удельным величинам.

Достоверность защищаемых положений обеспечивается применением методов исследования, основанных на фундаментальных законах технической термодинамики, методах вычислительной математики, теории теплообмена и теплофизики. Проводимые расчеты выполнены согласно требованиям нормативной документации. Полученные расчетные данные сопоставлялись с известными в литературе значениями и согласовывались с ними.

Апробация работы. Результаты диссертационной работы были доложены и обсуждены на международных и всероссийских конференциях в Тюмени, Челябинске, Екатеринбурге, Санкт-Петербурге, Казани и получили положительную оценку. Внедрение и апробация результатов диссертационной работы осуществлялась ООО «Смарт инжиниринг» при согласовании проекта тепловых сетей. Основные результаты исследований, приведенные в диссертации, докладывались на:

– Международной научно-технической конференции «Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере», 2013 г., г. Челябинск, Южно-Уральского государственного университета;

– Международной научно-технической конференции «Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере», 2016 г., г. Челябинск, Южно-Уральского государственного университета;

– VII Тюменском инновационном нефтегазовом форуме, 21–22 сентября 2016 г., г. Тюмень;

– Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», 13 - 16 декабря 2016 г., г. Екатеринбург, УрФУ;

– Международной научно-практической конференции «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе», 22 ноября 2016 г., г. Тюмень, ТИУ;

– II Международной научно-технической конференции «Smart Energy Systems 2021» (SES-2021), 24 сентября 2021 г., г. Казань;

– Международной научно-практической конференция «Проблемы территориального развития арктической зоны и пути их решения» (ARCTD 2021), 30 сентября 2021 г., г. Санкт-Петербург.

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 19 работ, в том числе 5 статей в реферируемых изданиях по списку ВАК РФ, и 6 статей, входящих в базу Scopus. Опубликовано патент на полезную модель RU2571361C1.

Структура и объем работ. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы. Общий объем составляет 148 страниц, включает 29 таблиц, 30 рисунков, список литературы из 134 источников.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Согласно полученным научным результатам, диссертация соответствует п. 3 и 4 паспорта специальности 2.1.3. Теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение по следующим пунктам направлений исследования:

– п. 3. Разработка и совершенствование систем теплогазоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха, разработка методов энергосбережения систем и элементов теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоснабжения и освещения, охраны воздушного бассейна, защиты от шума зданий и сооружений, аспирации и пневмотранспорта, включая использование альтернативных, вторичных и возобновляемых источников энергии; развитие методов моделирования многофазных потоков и динамических процессов в аэродисперсных системах;

– п. 4. Разработка математических моделей, методов, алгоритмов и компьютерных программ, использование численных методов, с проверкой их адекватности, для расчета, конструирования и проектирования систем теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоснабжения и освещения, охраны воздушного бассейна, защиты от шума зданий и сооружений, повышения их надежности и эффективности.

ГЛАВА 1. СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

При разработке системы теплоснабжения города ставится вопрос о способах подключения новых потребителей планируемых районов. При этом рассматриваются различные варианты: подключение потребителей к существующим тепловым сетям, строительство районных котельных или автономное энергоснабжение. Выбор, как правило, основывается на технико-экономических показателях различных вариантов теплоснабжения [50, 57]. При этом существуют перспективные схемы включения тепловых насосов в систему теплоснабжения, но способ сравнения различных моделей теплоснабжения отсутствует.

Интеграция возобновляемых технологий в сети теплоснабжения становится все более привлекательной для содействия переходу энергии к декарбонизированному сценарию [9, 12, 30]. Этому переходу также способствует использование тепловых насосов в системах централизованного теплоснабжения и охлаждения, обеспечивающее значительно более высокую эффективность по сравнению с газовыми котлами [14, 15]. Обзор литературы показывает, что в Европейских странах разделяют четыре поколения тепловых сетей. Первое и второе поколения, использовали пар или воду под давлением температурой более > 100 °C и были распространены до 1980 года. Третье поколение (3G) использует воду при средней и высокой температуре (80 – 100 °C) и в настоящее время является самой распространенной системой. Самый эффективный способ теплоснабжения основан на низкотемпературных сетях с применением тепловых насосов [20, 22]. Новое четвертое поколение (4G) работают с максимальной температурой в подающем трубопроводе 55 °C – 60 °C и температурой в обратном трубопроводе около 25 °C – 30 °C [23]. Представлен всесторонний анализ потенциальных преимуществ, достигнутых при переходе от системы 3-го поколения к 4-му [5]. Кроме того,

в последние годы существует концепция системы централизованного теплоснабжения и охлаждения пятого поколения (5G) [8, 28, 29] использующая теплоноситель от $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Концепция заключается в применении тепловых насосов. Для зданий в четырехсезонных странах, система теплоснабжения с тепловыми насосами может использоваться для охлаждения помещений в жаркое время года и обогрева в холодное время года.

В зарубежной литературе приведены различные конфигурации при интеграции тепловых насосов на ТЭЦ [2, 4]. При совместном применении этих двух технологий, достигается лучшая производительность комбинированной системы, в отличие от их индивидуальной раздельной работы [7]. В работах [27, 33] исследованы эксплуатационные характеристики пяти конфигураций тепловых насосов в сеть третьего поколения. Анализ фокусируется на четырех ключевых факторах: коэффициент производительности теплового насоса, коэффициент производительности системы, объемная теплопроизводительность и затраты топлива. Было опубликовано несколько документов, касающихся интеграции тепловых насосов в сети централизованного теплоснабжения и охлаждения [1, 3, 5, 10, 11, 17, 31].

1.1. Обзор перспективных схем применения тепловых насосов

В настоящее время с целью повышения и развития преимуществ теплофикации множество трудов ученых посвящено модернизации существующей системы с использованием тепловых насосов [28, 32, 34, 35, 38, 44, 45, 47, 50, 60, 78, 85-91, 95, 108, 109, 111].

Орлов М. Е., Шарапов В. И., Ротов П. В., Шепелев И. Н., Чаукин П. Е., Мордовин В. А. на базе Ульяновского государственного технического университета предложили способ теплоснабжения [87, 100, 128, 129], согласно которому основную тепловую нагрузку централизованной системы теплоснабжения покрывают базовым источником теплоты, в качестве

которого используют сетевые подогреватели теплофикационных турбин ТЭЦ, а пиковую тепловую нагрузку покрывают автономным источником теплоты. Для обеспечения пиковой нагрузки могут использоваться тепловые насосы.

При понижении в подающей магистрали централизованной системы теплоснабжения расхода сетевой воды, контролируемого датчиком расхода, ниже заданных величин автономный источник теплоты используют в качестве базового. В этот период местную систему теплоснабжения потребителя отключают от подающей и обратной магистралей централизованной системы теплоснабжения.

Преимуществом этих технологий, как считают авторы, является возможность оставлять в работе автономные источники теплоты абонентов при аварийных ситуациях на ТЭЦ и перебоях с централизованным теплоснабжением, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания и существенно повысить ее надёжность. В зимнее время такая система позволит сократить потери при транспорте тепловой энергии.

Данилов В.В., Славин В.С. предложили устанавливать тепловые насосы в обратную магистраль теплотрассы (рис. 1.1) [86]. После передачи тепловой энергии потребителям одной группы 4, вода с температурой 60°C поступает в испаритель теплового насоса 3, и, охлаждаясь до 10°C , возвращается на ТЭЦ, а нагреваемая в ТН вода используется другой группой потребителей.

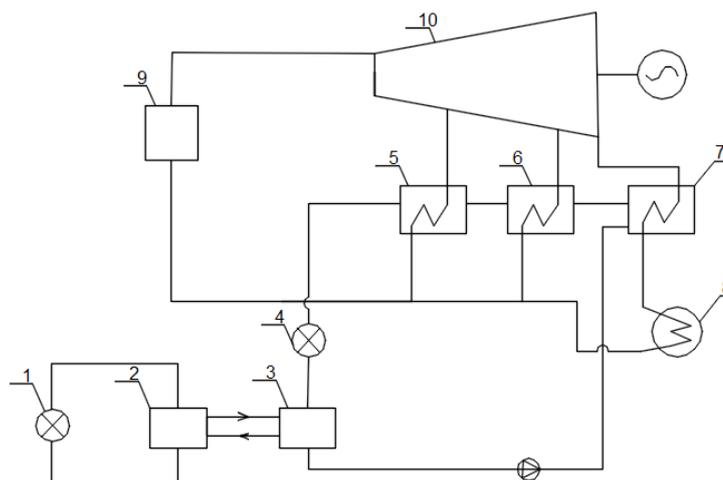


Рисунок 1.1 – Система теплоэнергоснабжения Данилова В. В., Славина В. С.
 1,4 – потребитель теплоты, 2 – парокompрессионный тепловой насос, 3 – испаритель теплового насоса, 5, 6 – сетевые водоподогреватели, 7 – дополнительный теплообменник подогрева сетевой воды, 8 – конденсатор, 9 – паровой котел, 10 – паровая турбина.

Похожий вариант снижения тепловых потерь предложил Стенин В. А. В отличие от вышеизложенного способа «переохлаждение» теплоносителя, подаваемого от центрального источника, осуществляется в тепловом насосе одного и того же теплового пункта (рис. 1.2) [88, 89].

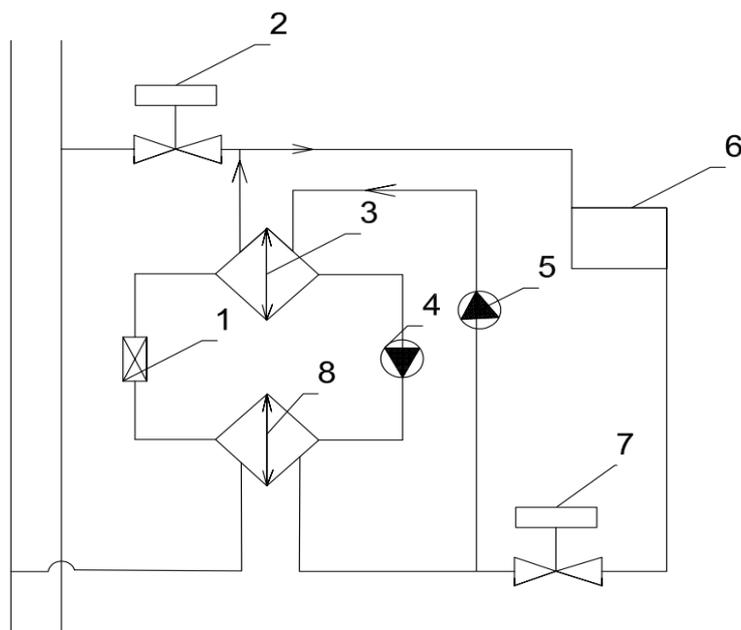


Рисунок 1.2 – Способ теплоснабжения Стенина В. А.
 1 – дроссель теплового насоса, 2 – регулятор температуры системы отопления, 3 – конденсатор, 4 – компрессор, 5 – смешивательный насос, 6 – отопительные приборы, 7 – регулятор расхода, 8 – испаритель, Т1 – подающая магистраль тепловой сети, Т2 – обратная магистраль тепловой сети.

Горячая вода из магистрали Т1 через регулятор температуры 2 подается в отопительные приборы 6 системы отопления, где охлаждается, а затем направляется в обратную магистраль Т2. Часть охлажденной воды обратной линии системы отопления отбирается для нагрева в конденсаторе теплового насоса, другая поступает в испаритель. Для поддержания заданных значений параметров теплоносителя, поступающего в систему отопления, установлены регулятор температуры 2 и регулятор расхода 7. Снижение температуры воды в обратной магистрали Т2 тепловой сети уменьшает тепловые потери в тепловой сети, а также при том же расходе, увеличивает пропускную способность тепловой нагрузки тепловой сети. Подобные схемы позволяют снизить температуру теплоносителя в обратном трубопроводе и соответственно потери тепловой энергии через изоляцию трубопровода и при неизменном расходе теплоносителя и при меньших диаметрах трубопровода обеспечить большую нагрузку потребителей.

Но следует отметить, что в качестве источника низкопотенциального теплоты используется сетевая вода, подогреваемая на ТЭЦ.

Томилов В. Г. и группа под его руководством [85] предложили подавать сетевую воду с температурой, обусловленной режимом отпуска теплоты «по горячему водоснабжению» в удаленный (например, внутриквартальный) тепловой пункт, оборудованный абсорбционным бромисто-литиевым тепловым насосом. Низкопотенциальную теплоту сетевой воды передают воде, циркулирующей в отопительном контуре. Сетевую воду, охлажденную до температуры, обусловленной графиком «горячего водоснабжения» (примерно 30°C), возвращают на ТЭЦ по трубопроводу обратной сетевой воды.

Таким образом, описанный способ централизованного теплоснабжения обладает более высокой экономичностью за счет:

- снижения потерь в трубопроводах прямой и обратной сетевой воды;

– увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет увеличения пропуска пара в конденсатор паровой турбины на ТЭЦ;

– уменьшения объемного расхода сетевой воды за счет снижения температуры прямой сетевой воды, что приведет к снижению электроэнергии на перекачивание теплоносителя.

Наиболее экономичным с точки зрения сокращения тепловых потерь являются схемы, в которых источником низкопотенциального тепла для теплового насоса от ТЭЦ передается низкопотенциальный теплоноситель, не нагреваемый паром из отборов турбины.

Андрющенко А. И. и группа под его руководством на базе Саратовского государственного технического университета [38, 39] разработали систему централизованного теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения, включающую ТЭЦ, соединенную трубопроводом сетевой воды с удаленным тепловым пунктом, оборудованным тепловым насосом (рис. 1.3).

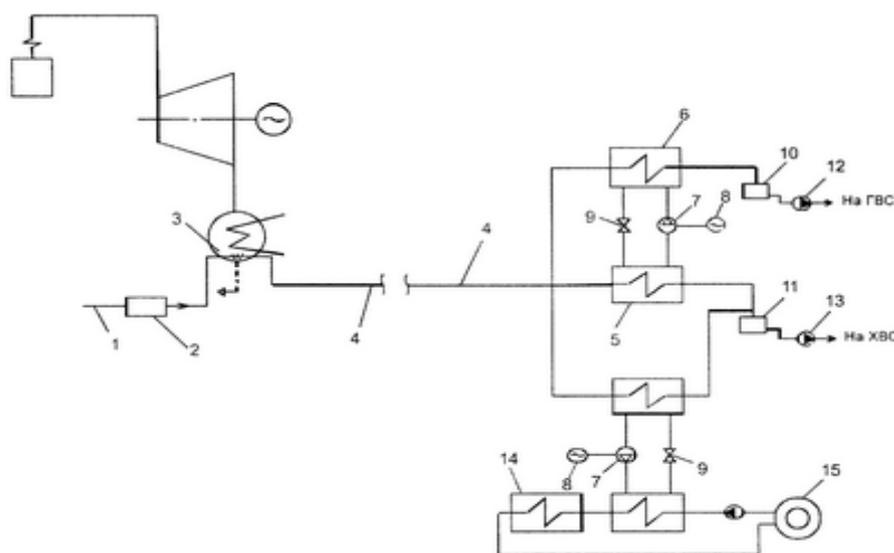


Рисунок 1.3 – Система централизованного теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения

1 – трубопровод исходной воды, 2 – установка для очистки воды, 3 – теплофикационный пучок конденсатора паровой турбины ТЭЦ, 4 – трубопровод сетевой воды, по которому сетевая вода подается к удаленному тепловому пункту, 5 – испаритель, 6 – конденсатор, 7 – компрессор, 8 – электродвигатель, 9 – редукционный клапан, 10 – бак-аккумулятор горячей воды, 11 – бак-аккумулятор холодной воды, 12 – насос горячей воды, 13 – насос холодной воды, 14 – пиковый водогрейный котел, 15 – тепловой потребитель.

Исходная вода прокачивается через теплофикационный пучок 3 конденсатора паровой турбины, где нагревается за счет конденсации отработавшего пара турбины. Нагретая и очищенная от примесей питьевая вода подается в трубопровод и транспортируется до удаленного теплового пункта (например, внутриквартального), оборудованного двумя компрессионными тепловыми насосами. В обоих тепловых насосах низкопотенциальную теплоту сетевой воды передают рабочему телу теплового насоса в испарителе 5, в результате этого охлажденную воду подают в бак-аккумулятор холодной воды 11. Конденсацию рабочего тела теплового насоса, используемого для ГВС, осуществляют сетевой водой, подаваемой из трубопровода от ТЭЦ 4. Нагретую в конденсаторе сетевую воду до температуры горячего водоснабжения направляют в бак-аккумулятор горячей воды 10. Конденсацию рабочего тела второго теплового насоса производят обратной водой от теплового потребителя. Нагревая последовательно воду в конденсаторе 6 второго теплового насоса и пиковом водогрейном котле 14, ее подают тепловому потребителю 15.

Таким образом, описанная система централизованного теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения обладает более высокой экономичностью за счет того, что:

1. Система содержит лишь один магистральный трубопровод сетевой воды, обеспечивающий нагрузку отопления, горячего и холодного водоснабжения. При этом температура сетевой воды может быть 30-40°C, что снижает тепловые потери и затраты в тепловые сети.

2. Процесс нагрева очищенной воды на ТЭЦ ведут лишь в теплофикационном пучке конденсатора, что не снижает выработку электроэнергии на станции.

3. Выравнивание суточных графиков горячего и холодного водоснабжения осуществляется за счет установки баков-аккумуляторов, что позволяет исключить сбросы избытков воды в канализацию.

4. Предлагаемая система позволяет одновременно вырабатывать тепловую энергию для отопления зданий, горячую и холодную воду в течение годового периода, увеличивая продолжительность работы теплового насоса, что улучшает технико-экономические показатели системы теплоснабжения.

Проценко В. П. [89] предложил схему, в которой теплота конденсации отработавшего пара турбин электростанций частично или полностью используется в качестве низкопотенциального источника теплоты (ИНТ) парокомпрессионных тепловых насосов, расположенных на ТЭЦ 4 (рис.1.4). Вода после очистки и нагрева в ТН подается по однотрубной системе потребителям. В тепловом пункте теплоноситель делится на два потока: один для отопления потребителей (с догревом в пиковом котле 8) и второй для обеспечения нагрузок горячего водоснабжения. Поскольку температура воды после отопительных приборов составляет 40-50°C, то этот температурный потенциал используется с помощью городских ТН 10, имеющих свой контур теплоснабжения потребителей 12, также включающий пиковые котлы 11. Охлажденная в испарителях ТН сетевая вода затем направляется в систему городского водоснабжения 13.

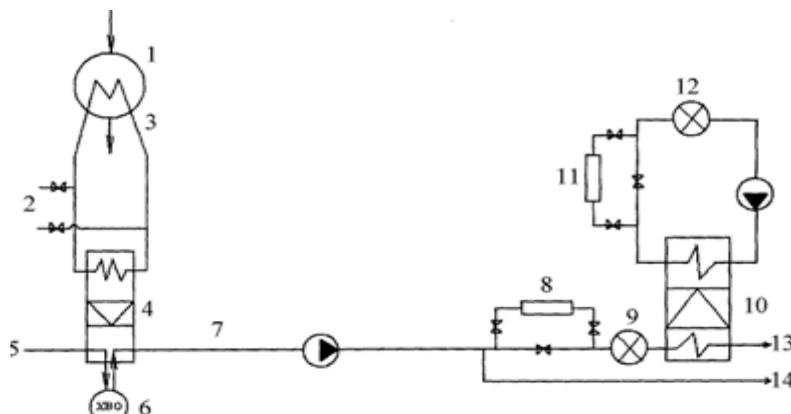


Рисунок 1.4 – Схема однотрубной системы теплоснабжения

1 - конденсатор паровых турбин; 2 - подвод и отвод воды системы технического водоснабжения; 3 - контур циркуляционной воды конденсаторов; 4 - ТН электростанции; 5 - сетевая вода из источника технического водоснабжения; 6 - химводоочистка сетевой воды; 7 - магистральный теплопровод; 8 - пиковый котел; 9 - городские потребители теплоты; 10 - городские ТН; 11 - пиковый котел ТН; 12 - потребители теплоты от ТН; 13 - охлажденная в испарителях ТН вода, поступающая на нужды городского водоснабжения; 14 - сетевая вода на нужды бытового и технологического горячего водоснабжения.

Достоинствами такой системы являются:

- обеспечение требования энергетической безопасности, в части недопустимости использования монотоплива (газа) более половины топливного баланса городов и регионов;
- улучшение экологии, как в обслуживаемых городах, так и в местах размещения КЭС, АЭС, где снижается тепловое загрязнение среды;
- улучшение экономических показателей электростанции.

При всех достоинствах такая система имеет и ряд недостатков:

- нехватка низкопотенциального теплоносителя, передаваемого для покрытия нагрузки на отопление и горячее водоснабжение потребителей, к которым передается используемая для нужд ХВС и ГВС вода;
- использование пикового водогрейного котла;
- зависимость от суточных колебаний потребления воды.

1.2. Обоснование трассировки прокладки тепловых сетей

При проектировании системы теплоснабжения важная роль отводится трассировки трубопроводов тепловой сети, при этом из множества вариантов необходимо выбрать один оптимальный. Из-за наличия множества не связанных между собой факторов влияющих на трассировку аналитическое решение такой задачи невозможно. В работах [37, 41, 73] предлагается воспользоваться методом многокритериального анализа. При этом многие авторы [56, 62-65, 69, 76] уделяют внимание выбору критериев (параметров) оценки вариантов трассировки.

При выборе выгодного варианта трассировки тепловых сетей обычно основываются на профессиональном опыте и субъективном решении проектировщика. Работа требует анализа большого количества информации и весьма трудоемка. Соответственно, актуальна разработка способа выбора трассы тепловой сети, позволяющая автоматизировать процесс анализа влияющих на тепловые сети факторов и снизить трудозатраты и сроки выполнения данной задачи при сохранении точности [77, 81, 141].

В работе [63] предлагается выбирать вариант тепловой сети на основе стоимости прокладки трубопроводов. Предлагается применять растровые карты, соответствующие различным критериям, влияющим на затраты.

Авторы предлагают исходные данные объединить в единую растровую карту с численными значениями.

Недостатком данной методики является включение факторов, влияющих только на стоимость прокладки тепловой сети без учета технологических параметров. В работах [139, 140] рассматриваются критерии, применяемые к системе теплоснабжения в целом, такие как годовые тепловые потери, равномерность распределения температур теплоносителя, надежность тепловой сети и др. [103].

Разработка способа оценки вариантов прокладки тепловой сети на основе применения растровых карт с экономическими, технологическими и экономическими параметрами с учетом весовых коэффициентов является актуальной задачей.

1.3. Оценка эффективности системы теплоснабжения

Работу по оценке эффективности систем централизованного теплоснабжения в 1960 году начал Е. Я. Соколов [103]. Оценка обеспечения эффективного функционирования с экономической точки зрения рассматривалась в работах И. А. Башмакова, В. Н. Папушкина [41, 42] и др. Комплексная оценка эффективности тепловых сетей с учетом технологических параметров не проводилась. В работах ряда авторов [32, 38, 41, 45] рассматриваются одиночные критерии эффективности системы теплоснабжения не связанные друг с другом. Соответственно не учитывается совокупное воздействие всех факторов на эффективное функционирование системы. Некоторые параметры, позволяющие описать систему теплоснабжения с позиции эффективности, приведены в литературе [48, 61, 62, 65, 84].

Ряд авторов приводит группы показателей, отражающие эффективность функционирования системы теплоснабжения [38, 51, 96] и предлагают объединить природно-климатические, институциональные, муниципальные, потребительские, экономические показатели надежности и технико-технологические критерии. При этом методика определения показателей отсутствует, экспертная оценка не приводится и не обоснована взаимосвязь некоторых критериев с эффективностью теплоснабжения. Например, расчетная температура наружного воздуха, доля семей, получающих субсидии на оплату коммунальных услуг, доля расходов бюджета на теплоснабжение и другие.

Автором предлагается оценка экономического показателя, основанного на сумме затрат на строительство и эксплуатацию тепловых сетей. К показателям эффективности на стадии эксплуатации систем теплоснабжения предлагается принять удельный расход условного топлива, коэффициент потери теплоты, коэффициент старения и износ оборудования, годовые потери теплоты через изоляцию и с утечкой теплоносителя. Отметим, что показатели, приводимые в работах, разобщены и выражают характеристики, недостаточные для оценки эффективности системы теплоснабжения. Соответственно в рамках диссертационной работы необходимо разработать критерии и определить весовые коэффициенты каждого из них.

1.4. Выводы по главе 1

1. Централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ имеет неоспоримое преимущество. В связи с рядом проблем, одна из которых потери в тепловых сетях, имеется тенденция к переходу на децентрализованное теплоснабжение. С целью повышения и развития преимуществ теплофикации множество трудов ученых посвящено модернизации существующей системы с использованием тепловых насосов. Критерии, способ комплексной оценки и анализ систем теплоснабжения с применением тепловых насосов отсутствует.

2. Интеграция тепловых насосов в систему теплоснабжения на базе ТЭЦ приведет к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении, снижению потерь в теплотрассах. Установка ТН на обратный трубопровод увеличивает пропускную способность тепловой сети.

3. Отсутствует методика оценки вариантов прокладки тепловой сети на основе применения растровых карт с экономическими, технологическими и экономическими параметрами с учетом весовых коэффициентов.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ПОДОБНЫХ СИСТЕМ

В диссертационной работе разработана схема системы теплоснабжения, позволяющая утилизировать теплоту наиболее актуальных источников низкопотенциальной теплоты ТЭЦ с помощью тепловых насосов, установленных в тепловых пунктах потребителей.

Для сравнения предлагаемой системы теплоснабжения с рядом существующих разработан способ оценки систем теплоснабжения на базе ТЭЦ, основанный на изменении соотношения выработки электрической и тепловой энергии (Э) и коэффициенте использования теплоты топлива (КИТТ) на ТЭЦ.

2.1. Предлагаемая схема системы теплоснабжения

Система технического водоснабжения состоит из трех замкнутых контуров [118]:

1. Контур технической воды на теплообменники замкнутых контуров охлаждающей воды оборудования и механизмов.
2. Замкнутый контур охлаждающей воды на охлаждение оборудования и механизмов блока.
3. Замкнутый контур охлаждающей воды охлаждения механизмов.

Замкнутый контур охлаждающей воды на охлаждение оборудования и механизмов блока предназначен для подачи охлаждающей воды на воздухоохладители генератора ПТ, на маслоохладители ПТ, на теплообменники станции вакуумирования ПТ, на холодильники отборов проб воды и пара блока, на охладители конденсата блоков автономных конденсаторов, на охладители грязного конденсата, на воздухоохладители электродвигателей. Охлаждающей водой является умягченная вода после водоподготовительной установки. Умягченная вода с температурой 45 °С

поступает в теплообменник, где ее температура снижается до 35 °С. Охлажденная вода направляется обратно в бак запаса воды замкнутого контура.

Замкнутый контур охлаждающей воды охлаждения механизмов предназначен для подачи охлаждающей воды на охлаждение подшипников летних и зимних сетевых насосов (СНЛ, СНЗ) и охлаждение масла в маслоохладителях маслостанций СНЗ. Умягченная вода из бака запаса контура подается в теплообменники, где охлаждается до 30 °С, далее поступает на охлаждение оборудования и механизмов, а затем возвращается обратно в баки.

Контур технической воды (охлаждающей воды). В контуре технической воды охлаждающей средой является техническая вода, подаваемая насосами из напорного циркуляционного водовода на теплообменники замкнутых контуров. Отвод технической воды после теплообменников производится в сливной циркуляционный водовод, ведущий в градирню. Кроме того, в градирню поступает и циркуляционная техническая вода, охлаждающая конденсатор ПТ (рис. 2.1).

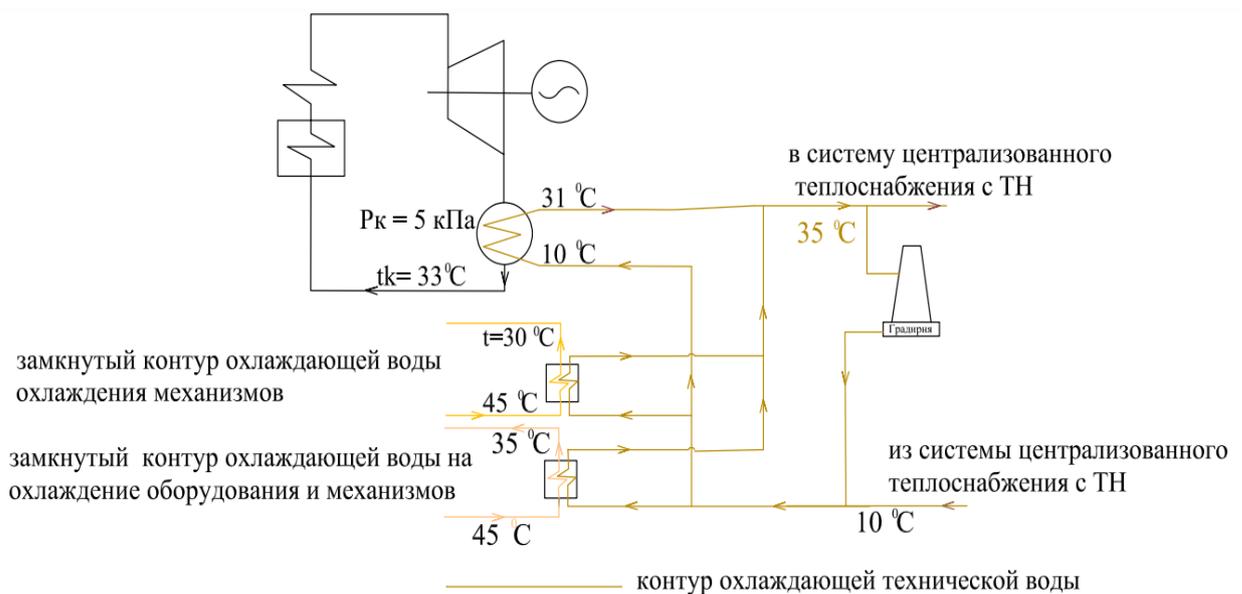


Рисунок 2.1 – Контур системы технического водоснабжения ТЭЦ

Предложено техническую воду из контура охлаждающей воды с температурой 40°C минуя градирню передавать в тепловые пункты

потребителей, а охлажденную в тепловых насосах воду возвращать обратно (рис. 2.2).

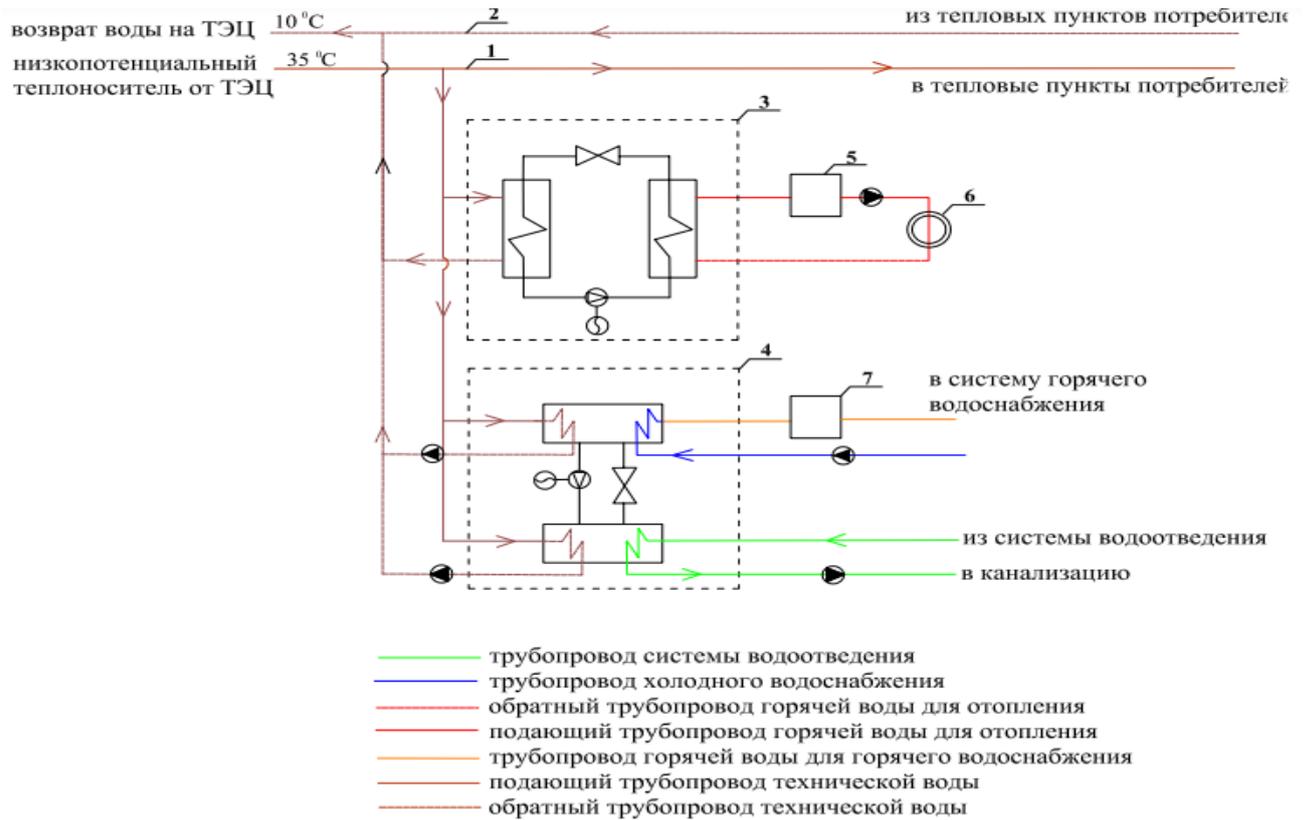


Рисунок 2.2 – Система централизованного теплоснабжения с тепловым насосом 1, 2 - прямой и обратный трубопроводы сетевой воды, 3, 4 – тепловой насос, 5 - бак-аккумулятор горячей воды системы отопления, 6 – потребители теплоты, 7 - бак-аккумулятор горячей воды.

Вода транспортируется по сетевому трубопроводу 1 до удаленных тепловых пунктов, оборудованных компрессионными тепловыми насосами, работающими на систему отопления (3) и горячего водоснабжения (4) потребителей. ТН использует полученную теплоту в качестве источника низкопотенциальной теплоты. На вход испарителя теплового насоса системы горячего водоснабжения преимущественно направляется вода бытовых стоков потребителя [91, 117].

Техническим результатом является:

– обеспечение требования энергетической безопасности в части недопустимости использования монотоплива (газа) более половины топливного баланса городов и регионов;

- улучшение экологии как в обслуживаемых городах и в местах размещения ТЭЦ;
- улучшение экономических показателей электростанции за счет дополнительной выработки теплоты;
- увеличение доли использования низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов ТЭЦ.

Сравнительный анализ источников низкопотенциальной теплоты с учетом их тепловой мощности и температурного напора представлен на рисунках 2.3 и 2.4. Наибольшую температуру имеет охлаждающая вода после маслоохладителя и газоохладителя генератора турбин. Использование источника низкопотенциальной теплоты с высокой температурой способствует увеличению коэффициента трансформации теплового насоса, но расхода данного теплоносителя достаточно только для нагрева воды на нужды горячего водоснабжения или нагрева воды перед ХВО с применением тепловых насосов. С учетом расхода, для теплоснабжения районов города, можно использовать тепловую мощность охлаждающей воды вакуумно-конденсационной системы [70, 79, 127, 129].

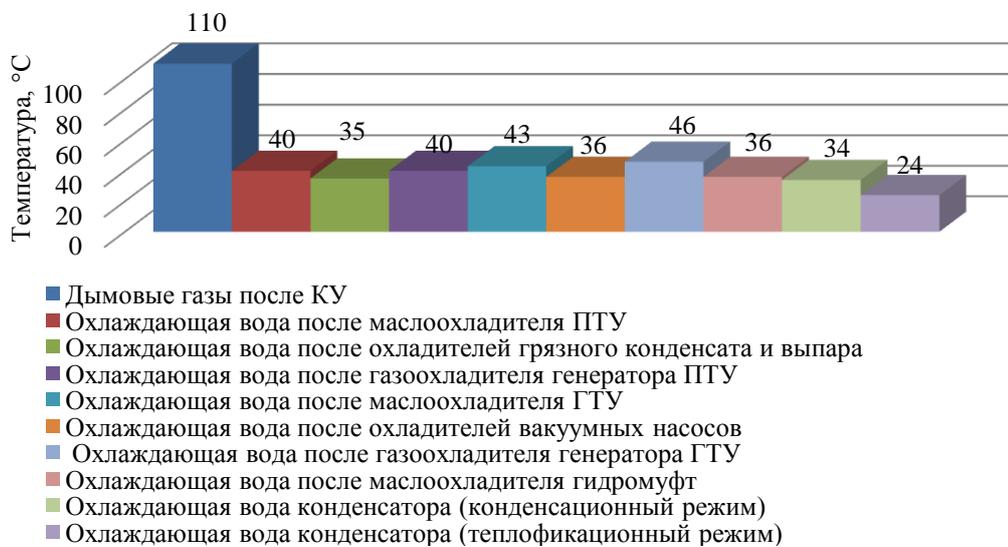


Рисунок 2.3 – Температура вторичных тепловых энергетических ресурсов энергоблока

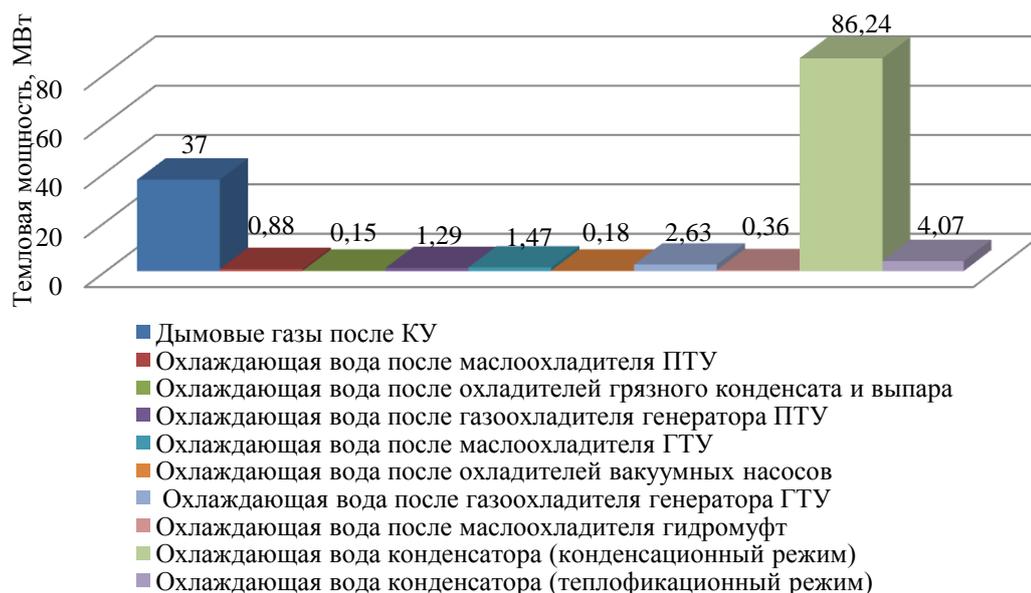


Рисунок 2.4 – Тепловая мощность вторичных тепловых энергетических ресурсов энергоблока

Предложенную нами схему сравним с централизованной системой теплоснабжения от ТЭЦ, системой теплоснабжения с применением теплового насоса, использующего обратную сетевую воду в качестве источника низкопотенциальной теплоты [88, 89], и способом централизованного теплоснабжения [85] с режимом отпуска теплоты «по горячему водоснабжению» Томилова В.Г.

2.2. Определение параметров теплового насоса

Парокомпрессионные тепловые насосы могут работать на различных рабочих телах, с наличием переохладителей и без них, с различными температурами вскипания и конденсации рабочего тела. В качестве теплового насоса выбран парокомпрессионный тепловой насос большой мощности НТ 3000 производства ЗАО «Энергия» (приложение А). Необходимо определить эффективность теплового насоса при работе в составе ЦСТ. Стоит учесть, что максимальное значение коэффициента трансформации может быть получено при отсутствии самовскипания фреона в испарителе [119, 120]. Теория и вопросы практического использования ТН изложены в работах и публикациях Проценко В. П., Петрова С. И., Ларкина Д.

К. [76], Юша В. Л., Сутягинский М. А., Потапов Ю. А. [134] М. Л. Шит, А. А. Журавлев, Д. М. Суворов, Л. А. Суворова [130 – 132], Худякова Е. А. [122] др.

2.2.1. Влияние разности температур между конденсатором и испарителем

На коэффициент трансформации теплового насоса значительное влияние оказывает разность температур фреона в испарителе и конденсаторе, которые в свою очередь зависят от температуры низкопотенциального источника теплоты и температуры воды на выходе из ТН. Для определения степени влияния разности этих температур на коэффициент преобразования теплоты, был проведен расчет характеристик ТН для теплового насоса с промежуточным теплообменником и переохладителем. Фреон R410A, применяем в системах кондиционирования, не подходит для систем отопления, так не работает при высоких температурах. В качестве рабочего агента были выбраны R134a, R152a, R600 и R600a [124, 125]. Исходные данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные расчета теплового насоса

Параметр	Значение	Единицы измерения
температура воды в испарителе (на входе $t_{н1}$ /выходе $t_{н2}$)	30/15	°C
температура воды в конденсаторе (на входе $t_{в1}$ /выходе $t_{в2}$)	20/30...90	°C
температура окружающей среды t_0	-10	°C
перепады температуры в испарителе $Dt_{исп}$, конденсаторе $Dt_{к}$, переохладителе $Dt_{по}$	5	°C
температура перегрева пара фреона в промежуточном теплообменнике $Dt_{п}$	20	°C
КПД электромеханический	0,95	
КПД электрический	0,80	
КПД э.с.	0,40	
КПД пер.	0,95	

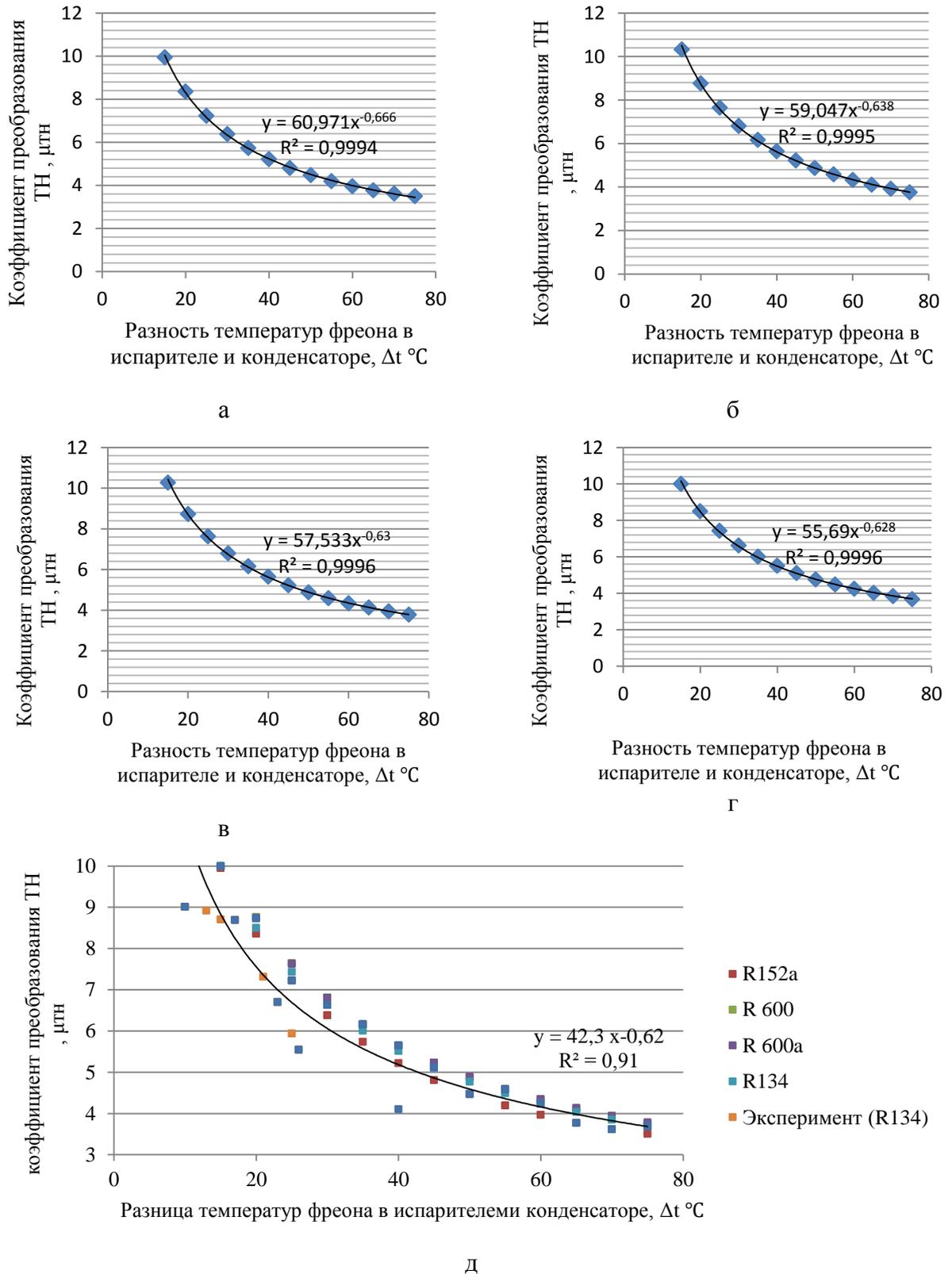


Рисунок 2.5 – Зависимость коэффициента преобразования ТН от температурного напора между испарителем и конденсатором: а – фреон R152a, б – фреон R600, в – фреон R 600a, г – фреон R 134, д – различные хладагенты

Полученные зависимости показаны на рисунке 2.5. Для сравнения так же представлен теоретически возможный коэффициент преобразования, который определен по формуле [113]:

$$\mu_{ид} = \frac{t_{B2} + 273,15}{t_{B2} - t_{H2}} \quad (2.1)$$

Результаты расчета [113,119] показали, что коэффициент преобразования ТН главным образом зависит от разности температур испарения и конденсации фреона и лишь в небольшой степени от типа используемого рабочего агента. Зависимость коэффициента преобразования ТН от температурного напора между испарителем и конденсатором для выбранных нами фреонов можно усреднено выразить формулой:

$$\mu_{mn} = 42,3 \cdot \Delta t^{-0,62} \quad (2.2)$$

Чем меньше разность температур фреона в конденсаторе и испарителе, тем больше коэффициент преобразования ТН, а следовательно и эффективнее использование теплового насоса. Если разность температур менее 55 °С, то коэффициент преобразования теплового насоса больше 4.

2.2.2. Влияние переохлаждения рабочего агента

Из работ [67, 76] известно, что переохлаждение может носить существенный вклад в теплоту, отдаваемую потребителю, и в, соответственно, коэффициент преобразования теплового насоса. Количество этой теплоты зависит от начальной температуры воды, идущей на подогрев в тепловой насос, и от совершенства переохлаждителя (тепловых потерь в нем).

Для анализа влияния переохлаждения рабочего агента на эффективность работы ТН был проведен расчет и выявлено влияние начальной температуры теплоносителя на коэффициент преобразования.

Расчеты проводились для ряда температур теплоносителя на входе в тепловой насос 30-85°С. Эти температуры соответствуют переохлаждению на величину:

$$\Delta t_{pa} = (t_{B2} - t_{B1}) + (\Delta t_K - \Delta t_{ПО}) \quad (2.3)$$

где t_{B2} , t_{B1} – температура воды на входе и выходе из конденсатора ТН.

Если температура воды на выходе из конденсатора ТН более 85 °С, то переохлаждение отсутствует. В качестве рабочего агента были выбраны R134a, R152a, R600 и R600a. Исходные данные приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные расчета теплового насоса

Параметр	Значение	Единицы измерения
температура воды в испарителе (на входе t_{H1} /выходе t_{H2})	30/15	°С
температура воды в конденсаторе (на входе t_{B1} /выходе t_{B2})	15/30...85	°С
температура окружающей среды t_0	-10	°С
перепады температуры в испарителе $Dt_{исп}$, конденсаторе Dt_K , переохладителе $Dt_{по}$	5	°С
температура перегрева пара фреона в промежуточном теплообменнике $Dt_{п}$	20	°С
КПД электромеханический	0,95	
КПД электрический	0,80	
КПД э.с.	0,40	
КПД пер.	0,95	

Полученная зависимость показана на рисунке 2.6.

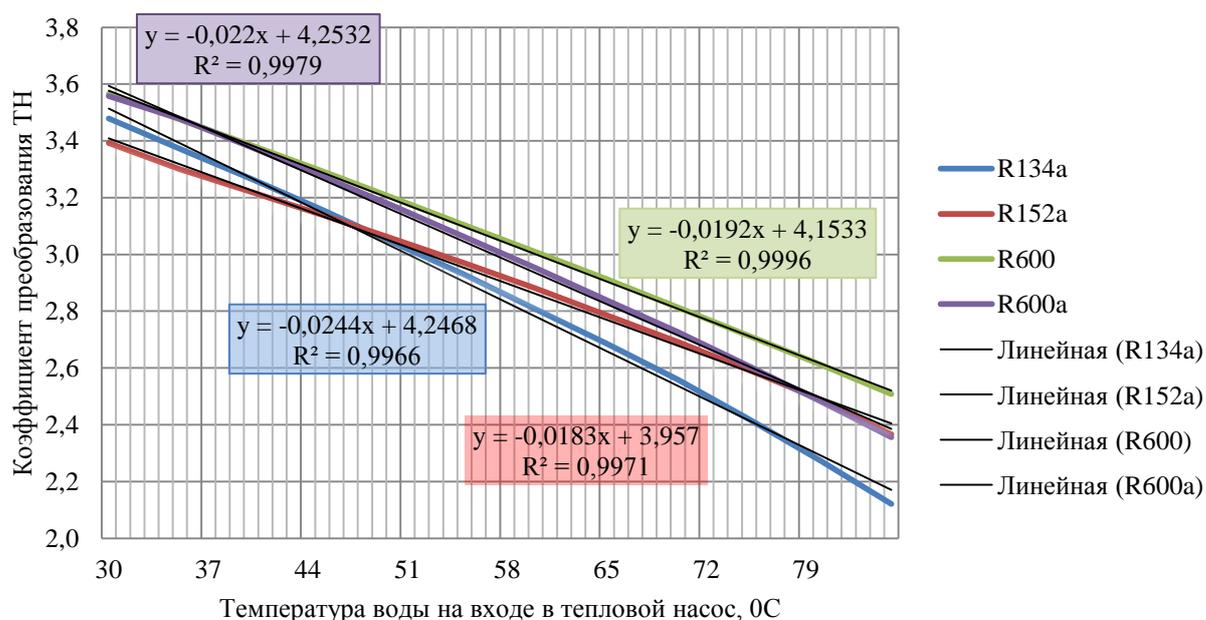


Рисунок 2.6 – Зависимость коэффициента преобразования ТН от температуры высокопотенциального теплоносителя (горячей воды) на входе в тепловой насос t_{B1} при использовании максимально возможного переохлаждения

Результаты расчета показывают, что использование теплообменника увеличивает коэффициент преобразования ТН. Причем для каждого вида хладагента влияние переохлаждения различно. Так, при переохлаждении РА на 20 °С фреона R134 коэффициент преобразования увеличивается на 30%, для R152a – на 21,5%, для R600 – на 20,1%, для R600a на – 24,5 %.

Можно сделать вывод, что наивысший коэффициент преобразования теплоты и электроэнергии, а также наименьший расход первичного топлива наблюдается при использовании фреона R600 и R600a, затем R152a и R134. Но при этом R600, R152a и R 600a пожаровзрывоопасны при смеси с окислителем. При скоплении внутри помещения R600 и R 600a способны вызвать асфиксию (удушающие свойства), но имеют уменьшенный уровень шума. R134a не горюч, но при попадании воздуха в систему и сжатии могут образовываться горючие смеси. На основе выполненного обзора для тепловых насосов рекомендуется применять R134a, не уступающий по основному показателю характеризующего работу ТН – коэффициенту трансформации.

2.2.3. Влияние перегрева рабочего агента перед компрессором ТН

Для перегрева фреона перед компрессором используется регенератор, греющей средой которого является рабочий агент после конденсатора.

Количество теплоты вырабатываемой ТН определяется по формуле [97]:

$$Q_{ТН} = Q_{П.П} + Q_{КОН} + Q_{ЖРТ} \quad (2.4)$$

где $Q_{П.П}$ – тепловая мощность регенератора, кВт;

$Q_{КОН}$ – мощность конденсатора, кВт;

$Q_{ЖРТ}$ – мощность испарителя, кВт.

Основной показатель эффективности работы ТН, а именно коэффициент преобразования ТН, существенно зависит от того, до какой степени происходит охлаждение горячего жидкого рабочего тела (ЖРТ) после его выхода из

конденсатора ТН, т.е. от того, какая доля тепла ЖРТ может быть использована полезно.

Теплота ЖРТ может быть использована в переохладителе (для предварительного нагрева воды, идущей в конденсатор) и/или в промежуточном теплообменнике (при перегреве рабочего агента перед компрессором ТН). Соответственно перегрев рабочего агента увеличивает коэффициент преобразования теплового насоса.

Для исследования влияния перегрева рабочего агента был рассмотрен фреон R134a и диапазон значений Δt 0..40°C. Исходные данные для расчета представлены таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Исходные данные расчета теплового насоса

Параметр	Значение	Единицы измерения
температура воды в испарителе (на входе $t_{н1}$ /выходе $t_{н2}$)	30/15	°C
температура воды в конденсаторе (на входе $t_{в1}$ /выходе $t_{в2}$)	60/90	°C
температура окружающей среды t_0	-10	°C
перепады температуры в испарителе $Dt_{исп}$, конденсаторе $Dt_{к}$, переохладителе $Dt_{по}$	5	°C
температура перегрева пара фреона в промежуточном теплообменнике $Dt_{п}$	0..40	°C
КПД электромеханический	0,95	
КПД электрический	0,80	
КПД э.с.	0,40	
КПД пер.	0,95	

Из рисунка 2.7 видно, что при увеличении температуры рабочего агента после сжатия коэффициент преобразования $\mu_{тн}$ увеличивается. Но использование высоких значений перегрева рабочего агента (РА) (рис. 2.8) перед компрессором нежелательно из-за разложения некоторых фреонов и высокой температуры работы сжатия в компрессоре.

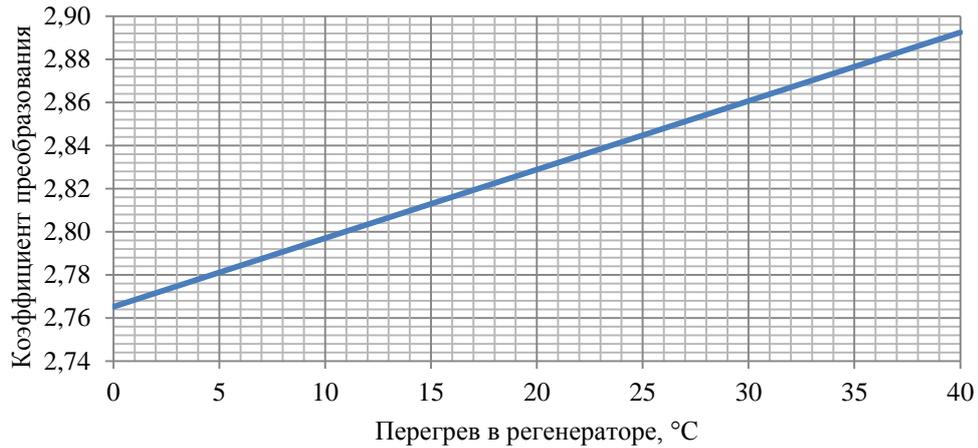


Рисунок 2.7 – Влияние перегрева в регенераторе на коэффициент преобразования

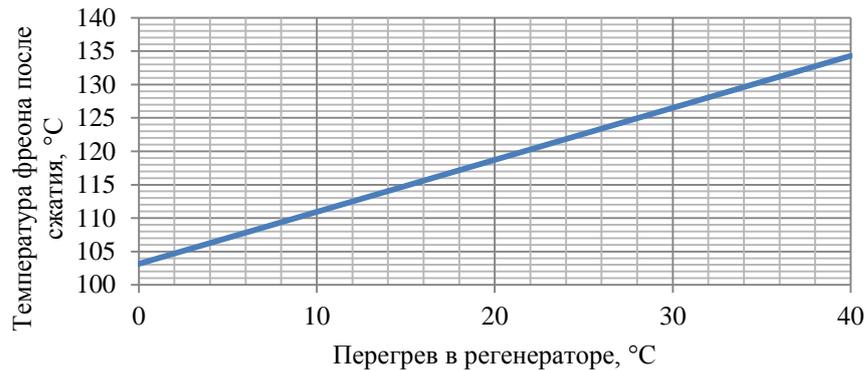


Рисунок 2.8 – Влияние перегрева в регенераторе на температуру фреона после сжатия

С учетом выполненных расчетов выбран мощный тепловой насос НТ-3000 производства ЗАО «Энергия». Основные характеристики представлены в приложении А.

При применении тепловых насосов, утилизирующих низкопотенциальную теплоту ТЭЦ, для целей теплоснабжения зданий желательно, что бы система отопления здания была спроектирована на низкие температуры теплоносителя [54, 99, 118]. При увеличении нагрузки на отопление и ГВС или при снижении температуры источника низкопотенциальной теплоты увеличивается число часов работы тепловых насосов.

2.3. Эмпирические зависимости показателей тепловой экономичности ТЭЦ при применении ТН

Для оценки предложенной системы теплоснабжения предлагается определить изменение коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) - доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку электроэнергии и теплоты [121, 122], а так же изменение соотношения выработки электрической и тепловой энергии Ξ [МВт/ МВт] с учетом потерь теплоты и затрат электроэнергии при транспорте теплоносителя. Показатели оцениваются как разность значений для систем теплоснабжения на базе ТЭЦ с тепловыми насосами и без них.

2.3.1. Соотношение выработки электрической и тепловой энергии в традиционной системе теплоснабжения от ТЭЦ

В тепловой схеме ТЭЦ присутствует двухступенчатая теплофикационная установка, состоящая из основного и пикового подогревателей сетевой воды.

Основной бойлер и охладитель конденсата бойлеров работают в параллели друг другу по сетевой воде, нагревая ее с 70 до 110 °С. В пиковом бойлере происходит подогрев сетевой воды до 130 - 150 °С.

Греющей средой для пикового бойлера является пар низкого давления. При недостаточной тепловой мощности к пару низкого давления может быть добавлен пар от паропровода высокого давления проходящий через редуционно-охладительную установку.

Пар на основной ПСВ подается от теплофикационного отбора паровой турбины. На трубопроводе установлены регулятор давления (поворотная диафрагма), который служит для регулирования расхода и давления пара в регулируемом теплофикационном отборе, обратный клапан регулируемого отбора, который предназначен для предотвращения подачи пара обратным ходом в турбину, и запорная электроприводная заслонка [123].

Соотношение выработки электрической N и тепловой энергии Q [123, 133] можно представить отношением:

$$\mathcal{E} = \frac{N}{Q}, \text{ МВт/МВт.} \quad (2.5)$$

Тепловая мощность подогревателя сетевой воды, кВт

$$Q = G_e (h_{e2} - h_{e1}), \quad (2.6)$$

где G_e – расход сетевой воды, идущей на нагрев, кг/с;

h_{e2} , h_{e1} – параметры воды на входе и выходе из подогревателя сетевой воды, кДж/кг.

Недовыработка электрической мощности, кВт:

$$\Delta N = G_n \left(h_{om\bar{o}}'' - h_{\kappa} \right) \eta_{oi} \eta_m \eta_e, \quad (2.7)$$

где $h_{om\bar{o}}''$ – энтальпия пара в отборе части низкого давления на сетевые подогреватели, кДж/кг;

h_{κ} – энтальпия пара в конденсаторе паровой турбины, кДж/кг;

η_{oi} , η_m , η_e – внутренний относительный, механический и электрический КПД паровой турбины;

G_n – расход пара отбора, кг/с.

Уравнение теплового баланса подогревателей сетевой воды [63]:

$$G_n \left(h_{om\bar{o}}'' - h_{om\bar{o}}' \right) = G_e \left(h_{e2} - h_{e1} \right). \quad (2.8)$$

Необходимый для подогрева сетевой воды расход пара составит:

$$G_n = \frac{G_e \left(h_{e2} - h_{e1} \right)}{\left(h_{om\bar{o}}'' - h_{om\bar{o}}' \right)}, \quad (2.9)$$

где $h_{om\bar{o}}'$ – энтальпия конденсата после сетевых подогревателей, кДж/кг.

Изменение соотношения выработки электрической и тепловой энергии определим по формуле:

$$\begin{aligned} \mathcal{E} &= \frac{\Delta N}{Q} = \frac{G_n \left(h_{омб}'' - h_k \right) \eta_{oi} \eta_m \eta_\varepsilon}{G_\varepsilon \left(h_{\varepsilon 2} - h_{\varepsilon 1} \right)} = \frac{G_\varepsilon \left(h_{\varepsilon 2} - h_{\varepsilon 1} \right) \left(h_{омб}'' - h_k \right) \eta_{oi} \eta_m \eta_\varepsilon}{\left(h_{омб}'' - h_{омб}' \right) G_\varepsilon \left(h_{\varepsilon 2} - h_{\varepsilon 1} \right)} = \\ &= \frac{\left(h_{омб}'' - h_k \right)}{\left(h_{омб}'' - h_{омб}' \right)} \eta_{oi} \eta_m \eta_\varepsilon. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Предлагается ввести коэффициент, показывающий соотношение количества электроэнергии, выработанной паром отбора в турбине, к количеству невыработанной тепловой энергии:

$$\mu_{ТЭЦ} = \frac{1}{\mathcal{E}} = \frac{\left(h_{омб}'' - h_{омб}' \right)}{\eta_{oi} \eta_m \eta_\varepsilon \left(h_{омб}'' - h_k \right)}. \quad (2.11)$$

Предложенный коэффициент можно сравнить с коэффициентом преобразования теплового насоса.

2.3.2. Показатели эффективности применения тепловых насосов в системе централизованного теплоснабжения

Для выбора схемы включения ТН в централизованные системы теплоснабжения необходима их оценка. Предлагается рассчитать изменение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (\mathcal{E}) и коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) при использовании тепловых насосов.

Мощность двигателя компрессора ТН N_k , МВт:

$$N_k = \frac{\sum Q_{ТН}}{\mu_{ТН}}, \text{ МВт} \quad (2.12)$$

где $Q_{ТН}$ – мощность теплового насоса, МВт;

$\mu_{ТН}$ – коэффициент трансформации теплового насоса.

Прирост мощности паровой турбины за счет снижения отбор пара из турбины при использовании ТН составит:

$$\Delta N_{\text{ИТ}} = \frac{\sum Q_{\text{ТН}}}{\mu_{\text{ТЭЦ}}}, \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Прирост мощности паровой турбины за счет снижения тепловых потерь:

$$\Delta N_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТР}} - Q'_{\text{ТР}}}{\mu_{\text{ТЭЦ}}}, \text{ МВт} \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{ТР}}, Q'_{\text{ТР}}$ – потери теплоты в тепловых сетях без ТН и с их применением, МВт.

Изменения выработки электроэнергии при применении ТН:

$$\Delta N = \Delta N_{\text{ИТ}} - N_{\text{К}} + \Delta N_{\text{ТР}} = \frac{\sum Q_{\text{ТН}}}{\mu_{\text{ТЭЦ}}} - \frac{\sum Q_{\text{ТН}}}{\varphi_{\text{ТН}}} + \frac{Q_{\text{ТР}} - Q'_{\text{ТР}}}{\mu_{\text{ТЭЦ}}} - \Delta N_{\text{Н}}, \text{ МВт} \quad (2.15)$$

где $\Delta N_{\text{Н}}$ – изменения в затратах электроэнергии на привод сетевых насосов, МВт.

Мощность сетевых насосов системы теплоснабжения с применением ТН, определяется по формуле:

$$N = \frac{G' \cdot \rho_o \cdot H}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{П}} \cdot \eta_{\text{Н}}} 10^{-3}, \text{ МВт} \quad (2.16)$$

где G' – объемный расход теплоносителя, перекачиваемого насосом, м³/ч;

ρ_o – плотность теплоносителя, кг/м³;

H – напор, развиваемый насосом при расходе G , м;

$\eta_{\text{П}} \cdot \eta_{\text{Н}}$ – КПД передачи и насоса.

Расход теплоносителя в тепловой сети при снижении температурного графика при применении ТН составит:

$$G' = (Q - Q_{\text{ТН}}) / c(\tau'_1 - \tau'_2), \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.17)$$

где τ'_1, τ'_2 – температура в подающем трубопроводе и температура в обратном трубопроводе при применении ТН, °С;

c – теплоемкость воды, кДж/кг °С.

При применении тепловых насосов, использующих обратную сетевую воду в качестве источника низкопотенциальной теплоты, расход воды в тепловой сети составит:

$$G' = (Q - Q_{ТН}) / c(\tau_1 - \tau_2'), \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.18)$$

При применении ТН, использующих низкопотенциальную теплоту ТЭЦ, расход воды в тепловой сети составит:

$$G' = Q_{ТН} \left(1 - \frac{1}{\varphi_{ТН}} \right) (\tau_1' - \tau_2'), \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (2.19)$$

При применении ТН, использующих обратную сетевую воду в качестве источника низкопотенциальной теплоты, температура теплоносителя в подающем трубопроводе приравнивается к температуре τ_1 стандартного температурного графика качественного регулирования. Температура в обратном трубопроводе определяется по формуле:

$$\tau_2' = \tau_2 - Q_{ТН} \left(1 - \frac{1}{\varphi_{ТН}} \right) \cdot c \cdot G', \text{ }^\circ\text{C}. \quad (2.20)$$

Температура теплоносителя при снижении температурного графика за счет ТН в подающем трубопроводе снижается и находится по стандартной методике построения температурного графика тепловой сети для качественного регулирования. Температура в обратном трубопроводе составит:

$$\tau_2' = \tau_2 - Q_{ТН} \left(1 - \frac{1}{\varphi_{ТН}} \right) \cdot \frac{1}{c \cdot G'}, \text{ }^\circ\text{C}. \quad (2.21)$$

При применении ТН, использующих низкопотенциальную теплоту ТЭЦ, температуры в подающем и обратном трубопроводе не меняются.

Из графика (рис. 2.9) видно, как изменяются температуры теплоносителей в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети и расход теплоносителя при заданной тепловой мощности потребителей теплоты при различных температурах наружного воздуха без использования

ТН [54, 109]. Представлены такие же параметры при включении ТН для снижения температурного графика теплосети (рис.2.9), при включении ТН, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты обратную сетевую воду (рис. 2.10) и теплота от системы оборотного водоснабжения ТЭЦ (рис. 2.11).

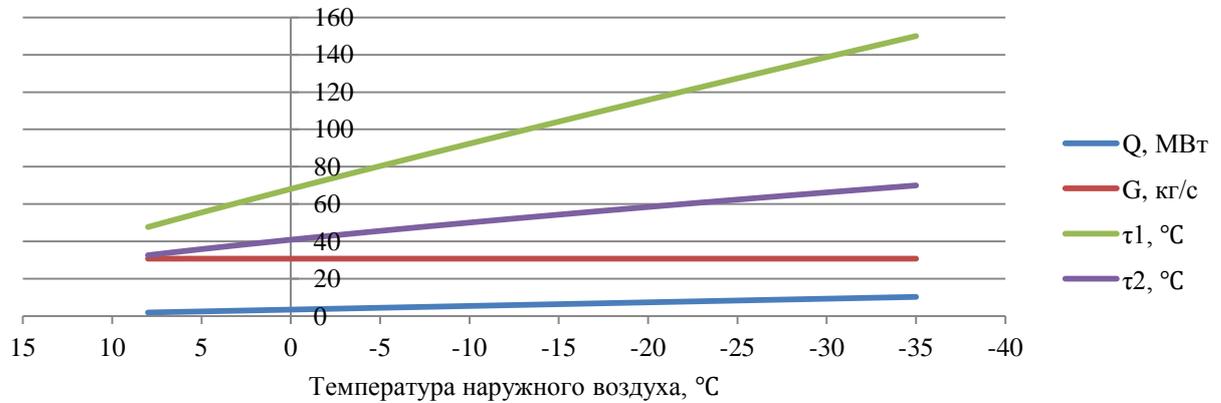


Рисунок 2.9 – Изменение параметров системы теплоснабжения без использования ТН при различных температурах наружного воздуха: τ1, τ2 – температуры теплоносителей в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети; G – расход теплоносителя в тепловой сети; Q – нагрузка потребителей теплоты.

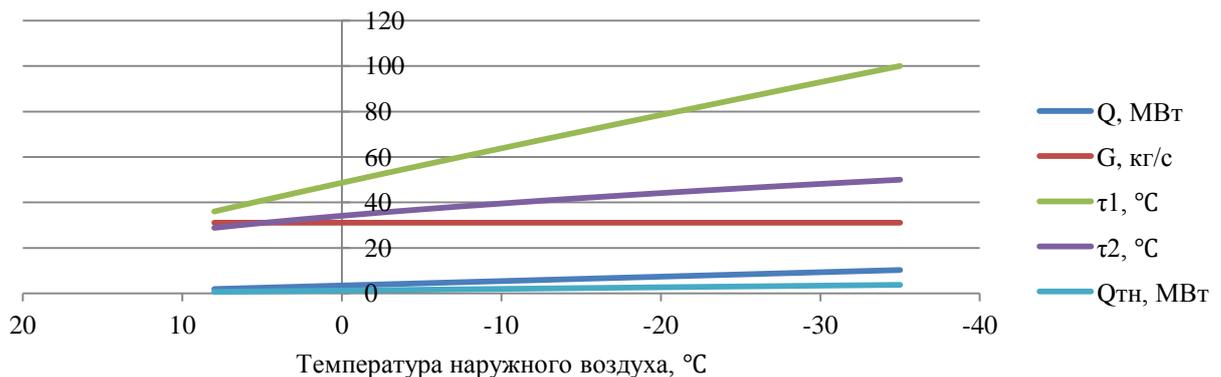


Рисунок 2.10 – Изменение параметров системы теплоснабжения при включении ТН для снижения температурного графика при различных температурах наружного воздуха: τ1, τ2 – температуры в подающем и обратном трубопроводах; G – расход теплоносителя в тепловой сети; QТНУ – нагрузка потребителей теплоты.

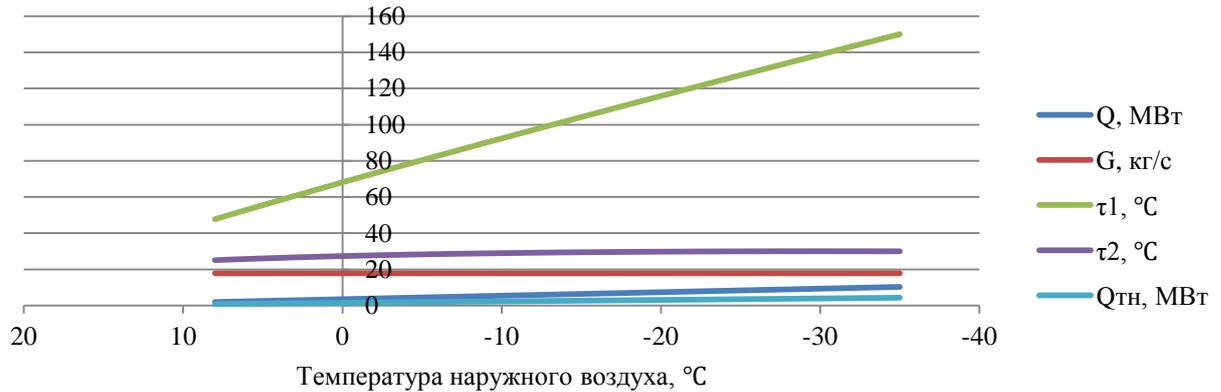


Рисунок 2.11 – Изменение параметров системы теплоснабжения при включении ТН, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты обратную сетевую воду при различных температурах наружного воздуха: Q – нагрузка потребителей теплоты.

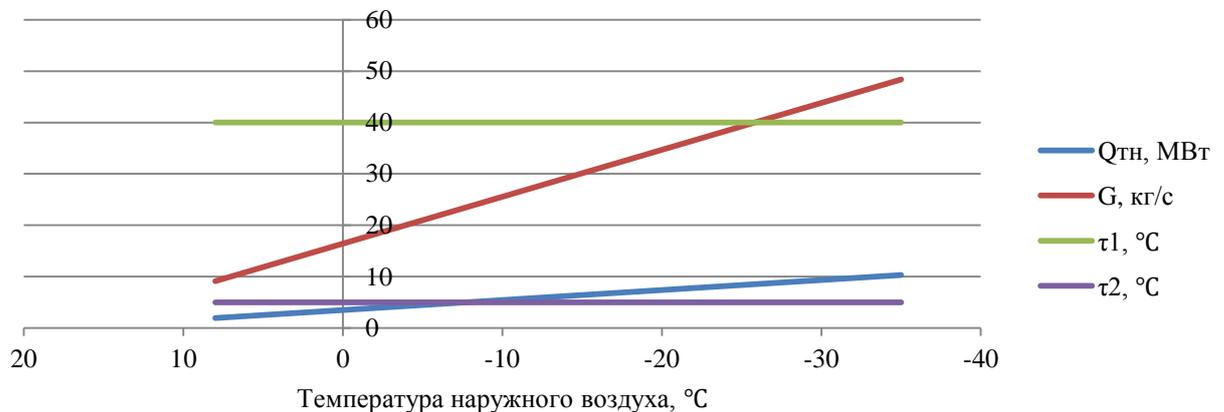


Рисунок 2.12 – Изменение параметров системы теплоснабжения при включении ТН, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты воду системы обратного водоснабжения ТЭЦ при различных температурах наружного воздуха.

Изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении ($\Delta \mathcal{E}$) для системы теплоснабжения с использованием теплового насоса определяется выведенной зависимостью:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_1 - \mathcal{E} = \frac{\Delta N_{\text{ИТ}} - N_{\text{К}} + \Delta N_{\text{ТР}}}{Q} - \frac{\Delta N}{Q} = \frac{1}{Q_{\text{вст}}} \left(\frac{\sum Q_{\text{ТН}} + Q_{\text{ТР}} - Q'_{\text{ТР}}}{\mu_{\text{ТЭЦ}}} - \frac{\sum Q_{\text{ТН}}}{\mu_{\text{ТН}}} - \Delta N_{\text{Н}} \right) \quad (2.22)$$

где $\Delta N_{\text{ИТ}}$ – изменение выработки электроэнергии за счет снижения отбора пара из турбины, МВт;

$\Delta N_{\text{ТР}}$ – выработка электроэнергии за счет снижения тепловых потерь, МВт;

$\Delta N_{\text{К}}$ – затраты электроэнергии на работу ТН, МВт;

ΔN – изменение отпуска электроэнергии, МВт;

Q – мощность потребителей теплоты с учетом потерь в сетях, МВт;

$Q_{уст}$ – тепловая мощность теплофикационных отборов, МВт;

$Q_{ТН}$ – выработка тепловой энергии тепловыми насосами, МВт;

$\mu_{ТЭЦ}$ – выработка теплоты на электрическом потреблении паровой турбины;

$\mu_{ТН}$ – коэффициент трансформации теплового насоса;

$Q_{ТР}, Q'_{ТР}$ – потери теплоты в тепловых сетях без теплового насоса и с ним, МВт [81];

ΔN_H – изменение мощности сетевых насосов при изменении расхода теплоносителя, МВт.

Изменение коэффициента использования теплоты топлива (КИТТ) составит:

$$\Delta КИТТ = \frac{\Delta N}{B \cdot Q_H^P}, \quad (2.23)$$

где B – расход топлива на ТЭЦ, кг (м³)/с;

Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг(м³).

Для подтверждения эффективности применения системы теплоснабжения с тепловыми насосами, использующими низкопотенциальную теплоту ТЭЦ, сопоставим предлагаемое решение с другими вариантами включения ТН.

В качестве объекта требующего подключения к системе теплоснабжения рассмотрен планировочный район г. Тюмени № 12 – «Патрушевский». Основные характеристики сравниваемых систем представлены в таблице 2.4. Тепловая нагрузки и длина тепловых сетей принята исходя из актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тюмень на период 2020 – 2040 гг. (приложение Б). Требуемая теплота от низкопотенциального

теплоносителя и температуры в подающем и обратном трубопроводе приняты исходя из коэффициента преобразования теплового насоса и особенностей варианта системы теплоснабжения. Диаметр трубопровода определен по существующим методикам гидравлического расчета тепловой сети.

1 вариант системы теплоснабжения представляет собой подключение планировочного района г. Тюмени № 12 – «Патрушевский» к существующей системе теплоснабжения от ТТЭЦ-2.

2 вариант предполагает передачу теплоносителя из подающего трубопровода существующей системе теплоснабжения от ТТЭЦ-2 с температурой 150°C и возврат в магистральный трубопровод воду с температурой 30°C. При этом в тепловом пункте потребителей установлен тепловой насос (способ теплоснабжения Стенина В. А.).

3 вариант предполагает передачу теплоносителя от ТТЭЦ-2 с температурой 100°C и возврат в обратную магистраль воды с температурой 40°C. При этом в тепловом пункте потребителей установлен тепловой насос (способ теплоснабжения Томилова В. Г.).

4 вариант предполагает передачу теплоносителя от ТТЭЦ-2 в тепловые пункты с температурой 40°C и возврат с температурой 5 °C. При этом в тепловом пункте потребителей установлен тепловой насос (способ теплоснабжения Третьяковой П. А.).

5 вариант предполагает ввод в эксплуатацию новую водогрейную котельную, обеспечивающую тепловой энергией планировочный район г. Тюмени № 12 – «Патрушевский».

Основные характеристики сравниваемых систем теплоснабжения представлены в таблице 2.4. Тепловая нагрузка потребителей для всех вариантов составляет 10,318 МВт, длина тепловой сети 5 км.

Основная проблема централизованного теплоснабжения заключается в протяженности тепловых сетей и, как следствие, потери теплоты при

транспортировке. Результаты расчета тепловых потерь для рассматриваемых вариантов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.4 – Характеристика сравниваемых систем теплоснабжения

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант
Количество теплоты, вырабатываемой ТН, МВт	-	4,33	3,80	10,32	0
Требуемая теплота низкопотенциального теплоносителя (воды), МВт	-	2,97	2,60	6,92	-
Тип регулирования	качественное			качественно-количественное	качественное
Температура в подающем/обратном трубопроводе, °С	150/70	150/30	100/40	40/5	150/70
Расход воды, кг/с	30,78	17,85	31,11	15,86-55,05	30,78
Диаметр трубопровода, м	0,207	0,149	0,207	0,259	0,207
Скорость воды, м/с	0,91	1,02	0,92	1,04	0,91

Таблица 2.5 – Тепловые потери в тепловых сетях и толщина тепловой изоляции.

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант
Длина тепловой сети, м	5000	5000	5000	5000	1000
Диаметр трубопровода, м	0,207	0,149	0,207	0,259	0,207
Толщина тепловой изоляции, мм	50	50	50	20	50
Линейная плотность теплового потока, Вт/м	78,29	46,69	28,41	59,16	78,29
Потери тепловой энергии в год, Гкал	1801,74	1074,41	653,79	1361,40	360,35
Потери тепловой энергии с утечкой теплоносителя, Гкал	0,23	0,08	0,07	0,10	0,05
Суммарные потери теплоты в процентах к годовому потреблению, %	13,57	6,79	4,62	8,42	2,71
Температура теплоносителя в конце трубопровода, °С	147,0	146,9	98,9	38,7	149,4

Включение тепловых насосов в обратную магистраль снижает диаметры тепловой сети и температуру в обратном трубопроводе и позволяет снизить относительные тепловые потери на 7 %, применение ТН для снижения температурного графика до уровня 100/40 снижает тепловые потери с 15% до 7% (рис.2.13). Применение ТН на ВЭР от ТЭЦ снижает требуемую толщину изоляции. Изоляция требуется для снижения

температуры в подающем трубопроводе не более чем на 3 градуса (приложение В).

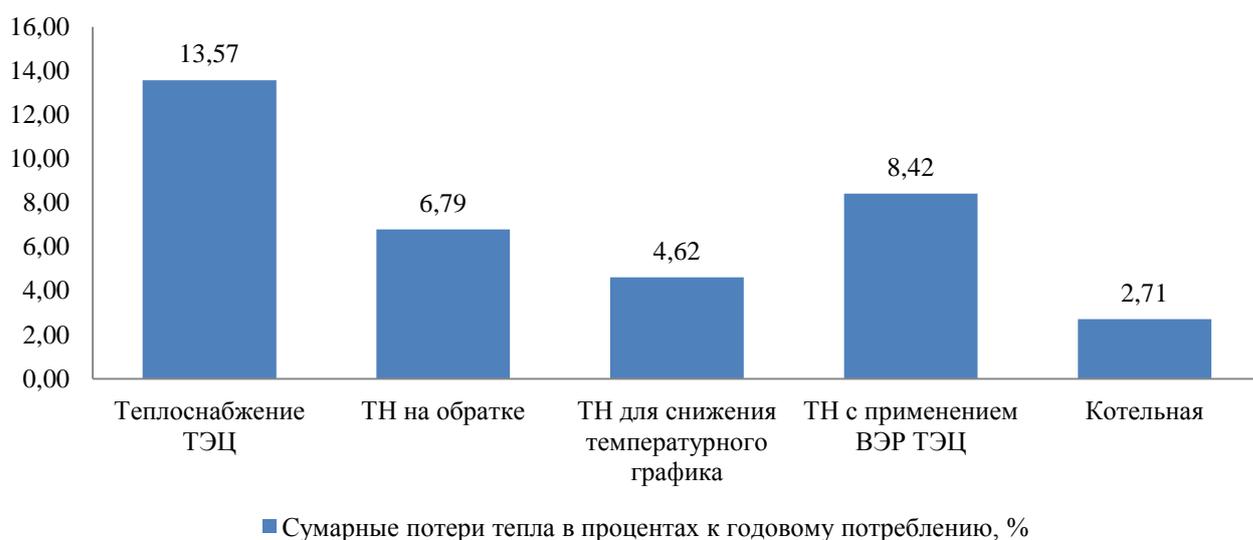


Рисунок 2.13 – Суммарные потери теплоты в тепловых сетях, %

Таблица 2.6 – Изменение температуры теплоносителя в конце участка тепловой сети при количественном регулировании.

Нагрузка потребителей, МВт	Расход воды в тепловых сетях, кг/с	Скорость теплоносителя, м/с	Длина тепловой сети, м	Температура воды в конце участка, °С
10,3	55,1	1,05	5000	38,7
4,8	25,9	0,49	5000	37,3
1,9	10,4	0,20	5000	33,2

Из таблицы видно, что при снижении нагрузки потребителей расход воды и скорость теплоносителя в трубопроводе при количественном регулировании снижается, что влияет на температуру в конце участка тепловой сетей. Для обеспечения нагрузки потребителей в такие периоды, предусматривается возможность снижения температуры в обратном трубопроводе, для сохранения разности температур между теплоносителем в обратном и подающем трубопроводе.

На рисунке 2.14 представлены годовые затраты электроэнергии, потребляемой сетевыми насосами и тепловыми насосами. При применении ТН в системах теплоснабжения затраты электроэнергии значительно выше,

чем в традиционном варианте теплоснабжении от ТЭЦ и котельной. Имеет место снижение потребления тепловой энергии или топлива.

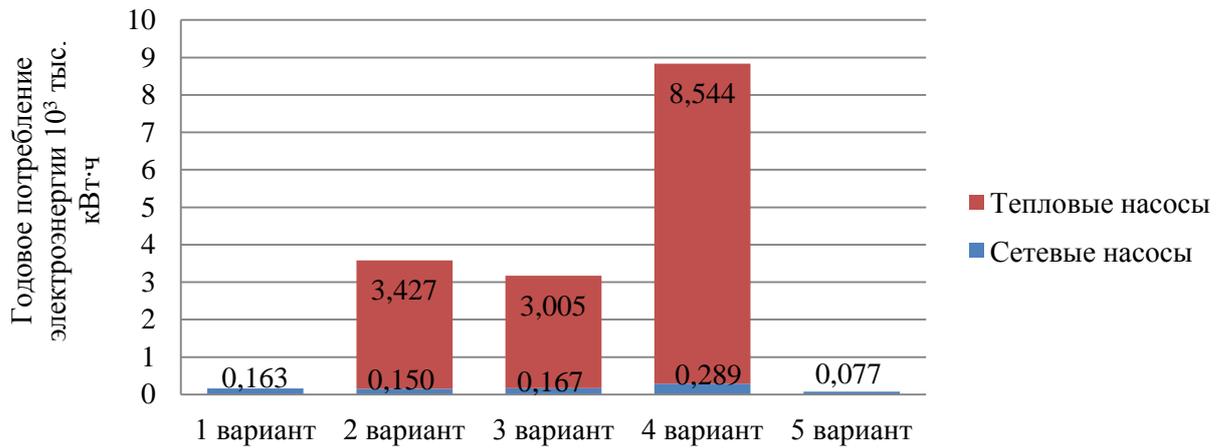


Рисунок 2.14 – Годовое потребление электроэнергии

Изменение отношения выработки электрической и тепловой энергии ТЭЦ увеличивается при применении тепловых насосов на ВЭР ТЭЦ (рис. 2.15). При использовании в качестве источника низкопотенциальной теплоты теплоносителя, нагреваемого за счет отборов пара от турбины (вариант 2 и 3), роста не происходит.

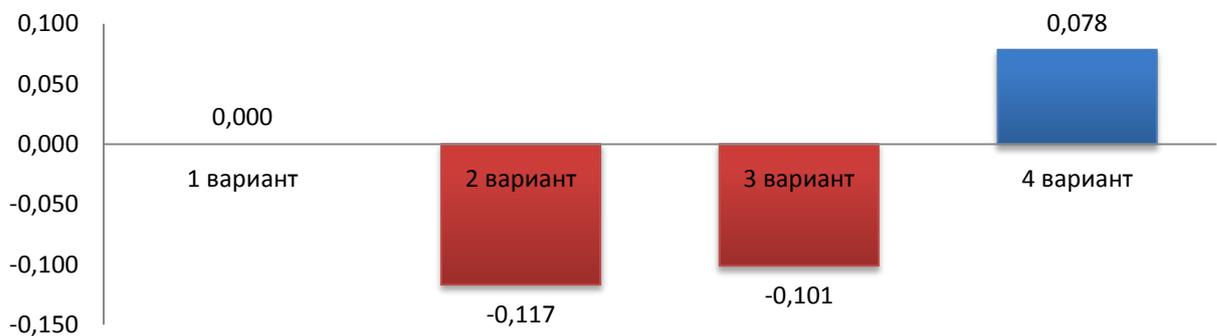


Рисунок 2.15 – Изменение отношения выработки электрической и тепловой энергии

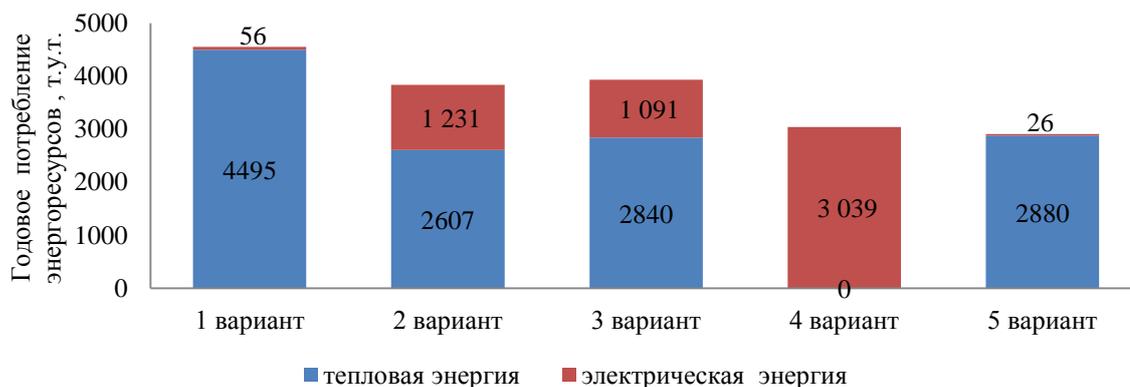


Рисунок 2.16 – Годовое потребление энергоресурсов в системах теплоснабжения

Годовое потребление энергоресурсов при переводе в тонны условного топлива (т.у.т.) показывает превышение потребления тепловой энергии над электрической (рис. 2.16). Следовательно, применение тепловых насосов повышает энергоэффективность систем теплоснабжения.

На основе выполненных расчетов, можно сделать вывод: применение тепловых насосов использующих вторичные энергоресурсы ТЭЦ эффективно для теплоснабжения планировочного района г. Тюмени № 12 – «Патрушевский».

2.4. Выводы по главе 2

1. Проанализировав вторичные энергоресурсы ТЭЦ и имеющиеся разработки в области систем теплоснабжения с применением тепловых насосов, предложена система централизованного теплоснабжения с применением ТН, утилизирующая ВЭР ТЭЦ. От ТЭЦ до удаленного теплового пункта прокладывается трубопровод сетевой воды, причем каждый тепловой пункт оборудован тепловым насосом системы отопления и тепловым насосом системы горячего водоснабжения. Сетевая вода нагревается на ТЭЦ в теплообменниках за счет утилизации теплоты, отводимого от конденсатора паровой турбины и от охлаждающей воды оборудования и механизмов энергоблока. Теплоноситель, отдавший свою теплоту ТН, возвращается на ТЭЦ по обратному трубопроводу сетевой воды. На вход испарителя теплового насоса системы горячего водоснабжения

направляется, в основном, вода бытовых стоков потребителя, а прямая сетевая вода направляется в испаритель только при отсутствии или нехватке теплоты бытовых стоков.

2. Наивысший коэффициент преобразования теплоты и электроэнергии, а также наименьший расход первичного топлива наблюдается при использовании фреона R600 и R 600a, затем R152a и R134. Но при этом R600, R152a и R 600a пожаровзрывоопасны при смеси с окислителем. При скоплении внутри помещения R600 и R600a способны вызвать асфиксию, но тепловые насосы, работающие с данными хладагентами, имеют пониженный уровень шума. R134a не горюч, но может образовывать горючие смеси.

Использование высоких значений перегрева фреона перед компрессором нежелательно, так как при высоких температурах возможно разложение рабочих тел повысить температурный режим работы компрессора. Для каждого вида хладагента влияние переохлаждения на эффективность работы теплового насоса различно. Так, при переохлаждении RA на 30°C коэффициент преобразования для фреона R134a при заданных параметрах увеличивается на 30%, для R152a – на 21,5%, для R600 – на 20,1%, для R600a – на 24,5 %. Чем меньше разность температур фреона в конденсаторе и испарителе, тем больше коэффициент преобразования ТН.

3. При применении ТН для снижения температурного графика тепловой сети возможно оставить на прежнем уровне расход теплоносителя, сократить потери теплоты через тепловую изоляцию и повысить надежность теплоснабжения, но необходимо учитывать затраты электроэнергии на привод ТН.

4. При применении тепловых насосов, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты обратную сетевую воду, расход теплоносителя в тепловой сети можно сократить почти вдвое.

5. При применении ТН, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты воду системы оборотного водоснабжения ТЭЦ, необходимо реализовать переход на качественно-количественное регулирование тепловой нагрузки.

6. При применении ТН, использующих в качестве источника низкопотенциальной теплоты воду системы оборотного водоснабжения ТЭЦ снизит потери тепловой энергии в тепловых сетях и позволит использовать полиэтиленовые трубы.

7. Изменение соотношения выработки электрической и тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ не имеет положительной динамики при использовании теплоты воды из обратного трубопровода. Для системы теплоснабжения на базе ТЭЦ эффективно только применение вторичных энергоресурсов в качестве источника низкопотенциальной теплоты для тепловых насосов (вариант 4).

8. Основной недостаток 4 варианта теплоснабжения – увеличение потребления электроэнергии. Затраты на электроэнергию снижаются за счет применения баков аккумуляторов в тепловых пунктах потребителей, позволяющих регулировать время включения/выключения ТН.

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МЕТОДОМ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ

3.1. Критерии эффективности

Системы теплоснабжения населенных пунктов пересматриваются и актуализируются с учетом изменения нагрузок потребителей. Проекты актуализированных систем теплоснабжения обсуждаются на публичных слушаниях. Для утверждения схем централизованного теплоснабжения предлагается методика оценки ее эффективности, в основе которой лежит утверждение, что с уменьшением затрат топливно-энергетических ресурсов на выработку и транспортировку тепловой энергии эффективность системы теплоснабжения увеличивается. Эффективность оценивается численным значением на основе четырех групп факторов (технологических, эксплуатационных, экологических и экономических) [68, 116, 117] с учетом их значимости.

1. Технологические факторы

К технологическим факторам отнесем показатели, связанные с характеристиками материалов труб, компенсаторами, гидро- и теплоизоляцией, затратами энергоресурсов.

В настоящее время распространены следующие материалы тепловых сетей:

- стальные трубы с ППУ или ППМ тепловой изоляцией;
- гибкие гофрированные трубы из нержавеющей стали с ППУ изоляцией, с ПИР изоляцией;
- гибкие полимерные трубы с тепловой изоляцией;
- хризотилцементные трубы с теплостойкими кольцами.

На расчетную толщину стенки трубопровода влияют следующие показатели:

- коррозия и износ (по нормам проектирования с учетом расчетного срока эксплуатации);
- нагрузка на единицу длины трубопровода от веса грунта и продукта, заполняющего трубу;
- нагрузка на единицу длины трубопровода от веса трубы и изоляции;
- номинальное допускаемое напряжение при расчетной температуре стенки, Па.

Номинальное допускаемое напряжение зависит от характеристики прочности металла при растяжении, запаса прочности, условного предела текучести металла, условного предела длительной прочности при растяжении, условного предела ползучести при растяжении, допускаемого напряжения растяжения – сжатия, относительного удлинения, предела прочности на сдвиг и т.д.

При завышении толщины стенки увеличивается металлоемкость (материалоемкость). Применение толщины трубопровода меньше требуемого значения не рассматривается, в связи с недопустимостью их применения. Соответственно можно выделить показатель: **отклонение расчетного (фактического) значения толщины стенки от нормативного, %:**

$$\Delta\delta = \frac{\sum \frac{(\delta_i^\phi - \delta_i)}{s_i} 100 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n L_i}, \quad (3.1)$$

где δ_i^ϕ , δ_i - фактическая и нормативная толщина стенки трубопровода, м;

L_i - длина участка, м.

При тепловом расширении трубопроводов применяются следующие способы компенсации и компенсирующие устройства: гибкие, сильфонные, линзовые, стартовые компенсаторы.

Для подбора типа и числа компенсаторов необходимо рассчитать расширение трубопровода:

$$\Delta Li = Li \cdot a \cdot (T_1 - T_2) \quad (3.2)$$

где ΔLi – удлинение трубопровода на i -м участке, м;

Li – длина прямого участка трубопровода (расстояние между неподвижными опорами), м;

a – коэффициент линейного расширения, м/град;

T_1 – максимальная температура трубопровода;

T_2 – минимальная температура трубопровода (минимальная температура окружающей среды), °С.

Количество компенсаторов на i -м участке можно определить по формуле:

$$n_i = \Delta Li / \Delta \quad (3.3)$$

где Δ – компенсирующая способность одного компенсатора, м.

Различные конфигурации тепловых сетей требуют и различного количества компенсаторов, с ростом числа которых увеличиваются не только капитальные вложения, но и усложняется эксплуатация. Рекомендовано включить показатель, оценивающий **удельную величину компенсации теплового расширения, м/Гкал/ч:**

$$\Delta L = \frac{\sum \Delta Li}{Q_p} \text{ или } n = \frac{\sum n_i}{Q_p} \quad (3.4)$$

где Q_p – тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч.

При проектировании тепловых сетей, в зависимости от способа прокладки, температуры теплоносителя и прочих характеристик, можно выбрать различные теплоизоляционные материалы: ППМ, ППУ, минераловатный утеплитель и др. Толщина тепловой изоляции рассчитывается исходя из нормативной плотности теплового потока или требуемой температуры на поверхности трубопровода. При этом фактическая толщина будет больше требуемой из-за ограниченного выбора выпускаемой продукции. Соответственно, можно учесть превышение фактической плотности теплового потока над нормативной. Возможность

ошибочного выбора толщины изоляции меньше требуемой исключается.

Отклонение удельной плотности теплового потока от нормативной, %:

$$\Delta q_i = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{q_i - q_i^{\text{норм}}}{q_i^{\text{норм}}} \right) L_i}{\sum_{i=1}^n L_i} \quad (3.5)$$

где q_i – фактическая плотность теплового потока на i -м участке, Вт/м;

$q_i^{\text{норм}}$ – нормативная плотность теплового потока на i -м участке, Вт/м;

L_i – длина участка трубопровода, м.

Применение тепловых насосов ведет к росту потребления электроэнергии, но сокращению потребления теплоты. Для соотношения различных величин предлагается перевести все затраты энергоресурсов на выработку и передачу тепловой энергии в тонны условного топлива и оценить **удельное потребление энергоресурсов на 1 Гкал потребляемой энергии:**

$$b = \frac{Q_{\text{мут}} + N_{\text{nen}}}{Q_{\text{год}}}, \text{ т.у.т./Гкал} \quad (3.6)$$

где N_{nen} – годовое потребление электрической энергии тепловыми насосами и сетевыми насосами, т.у.т.;

$Q_{\text{год}}$ – годовое потребление тепловой энергии потребителями, Гкал;

$Q_{\text{мут}}$ – годовое потребление тепловой энергии от ТЭЦ с учетом потерь в тепловых сетях, т.у.т.

2. Эксплуатационные факторы

– **удельный расход теплоносителя:** среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения, т/ч, с учетом различного расхода на участках и рассмотрения различных конфигураций тепловой сети, отнесенный к единице отпущенной тепловой энергии:

$$g = \frac{\sum_{i=1}^n G_i \cdot L_i}{\sum_{i=1}^n L_i}, \text{ т/Гкал} \quad (3.6)$$

где G_i – расход теплоносителя на участке, т/ч;

L_i – длина участка, м;

n – количество участков;

– **потери давления на главной ветке тепловой сети:**

$$P = \sum_{i=1}^m P_i^{2l} \cdot L_i^{2l}, \text{ Па} \quad (3.7)$$

где P_i^{2l} – потери напора на i участке, входящем в главную ветку, Па/м;

L_i^{2l} – длина i участка, входящего в главную ветку, м;

– **удельный расход электрической энергии на транспортировку тепловой энергии, кВт·ч/Гкал:**

$$\mathcal{E}_{TP} = \frac{N_{TP}}{Q_{год}}, \text{ кВт·ч/Гкал} \quad (3.8)$$

где N_{TP} – затраты электроэнергии на транспорт теплоносителя, кВт·ч;

$Q_{год}$ – годовое потребление тепловой энергии потребителями, Гкал;

– **относительная доля потерь тепловой энергии через изоляцию тепловой сети**

$$q_{из} = \frac{Q_{из} \cdot n}{Q_{год}}, \text{ Гкал/Гкал} \quad (3.9)$$

где $Q_{из}$ – часовые тепловые потери по проектным нормам тепловых потерь для среднегодовых условий функционирования тепловой сети, Гкал/час;

n – число часов отопительного периода, час;

– **доля потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя от годового потребления тепловой энергии:**

$$q_{ym} = \frac{Q_{ym}}{Q_{год}}, \text{ Гкал/Гкал} \quad (3.10)$$

где Q_{ym} – нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей, Гкал;

– удельная тепловая нагрузка на один километр трассы тепловых сетей:

$$Q_L = \frac{Q_p}{\sum_{i=1}^n L_i}, \text{ Гкал/ч/км} \quad (3.11)$$

– разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах:

$$\Delta\tau = \tau_1 - \tau_2, ^\circ\text{C} \quad (3.12)$$

где τ_1, τ_2 – расчетная температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, $^\circ\text{C}$ [78].

3. Экологические факторы

Крупный город при развитии инфраструктуры и строительстве новых зданий, жилых и промышленных районов постоянно увеличивает протяжённость инженерных коммуникаций. В черте города трубопроводы прокладывают под земное, что оказывает мощное техногенное воздействие на геологическую среду, изменяет её свойства. Трубопроводы тепловых сетей, имеющие высокую температуру, оказывают на грунты тепловое воздействие, а потери теплоносителя с утечками повышают уровень грунтовых вод, как следствие меняется геологическая обстановка, деградация растительного и почвенного покрова. Кроме того с учетом требований по условиям эксплуатации в технических зонах теплотрасс удаляется растительность.

Основной причиной повреждений трубопроводов тепловой сети является коррозия металла [72]. А ликвидация практически половины всех повреждений на трубопроводах связана с проведением земляных работ (раскопок). Утечки теплоносителя, возникающие при эксплуатации тепловых сетей, изменяют геохимическую и гидрогеологическую обстановку в зоне прорыва трубопровода, провоцируя развитие процессов подтопления.

Увеличение расхода теплоты в связи с потерями при транспорте вызывает необходимость увеличения объемов сжигаемого топлива, а как следствие, и выбросов дымовых газов.

Также необходимо учесть необходимость утилизации материалов, применяемых при строительстве тепловых сетей: металла, пластика и старой изоляции.

Соответственно выбраны следующие критерии оценки:

1. Удельная площадь, занимаемая сетями и сооружениями с учетом санитарно-защитной зоны, на тепловую нагрузку потребителей (f_c , га/Гкал/ч).

2. Удельная площадь, занимаемая техническими зонами, на тепловую нагрузку потребителей (f_t , га/Гкал/ч).

3. Удельный расход сточных вод, содержащих минеральные соли, на одну 1 Гкал потребляемой теплоты ($g_{ст}$, м³ / Гкал).

4. Удельная материальная характеристика трубопровода (m , м·м/Гкал/ч):

$$m = \frac{\sum \delta_i \cdot l_i \cdot p_i}{Q_p}, \quad (3.13)$$

где δ_i , l_i , p_i – толщина, длина и периметр трубы на i -м участке, м;

Q_p – расчетная отопительная характеристика, Гкал/ч.

5. Удельные тепловые потери в окружающую среду (q_{mn} , Гкал/ Гкал):

$$q_{mn} = Q_{mp} / Q_{год}, \quad (3.14)$$

где Q_{mp} – годовые потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя, Гкал

4. Экономические факторы

В экономических показателях необходимо учесть затраты на трубопроводы и компенсаторы:

– **удельные капитальные вложения в тепловую сеть:**

$$KB_{уд} = \frac{KB}{Q_{год}}, \text{ тыс. руб/Гкал} \quad (3.15)$$

где КВ – капитальные вложения в тепловую сеть, тыс. руб.

– **удельные эксплуатационные затраты в тепловую сеть:**

$$Эк_{год} = \frac{Эк}{Q_{год}}, \text{ тыс. руб. / Гкал}, \quad (3.16)$$

где Эк – годовые эксплуатационные затраты на ремонт и обслуживание тепловой сети, тыс. руб.

– **удельная материальная характеристика, м·м/(Гкал/ч):**

$$M_Q = \frac{\sum_{i=1}^n M}{Q_p}. \quad (3.17)$$

Материальная характеристика тепловой сети – сумма произведений наружного диаметра трубопровода и длины отдельных участков тепловой сети, м·м.

3.2. Экспертная оценка критериев эффективности тепловых сетей

Эксперты в составе 10 человек оценили весовые коэффициенты факторов и значения входящих в них параметров.

Вес факторов оценивается по шкале от 0 до 10. При этом разрешается приписывать одну и ту же величину нескольким критериям. Критерий, в зависимости от вошедших в него параметров, принимает численную характеристику от 0 до значения, определенного экспертной группой. При этом разрешается оценивать важность дробными величинами или приписывать одну и ту же величину из выбранной шкалы нескольким критериям (таблица 3.1).

По результатам опроса экспертов, значения каждого параметра определялись как среднеарифметические значения, а вес фактора - по методу приписывания баллов.

В результате обработки данных экспертной оценки получены значения, приведенные в таблице 3.2. Дисперсия оценок показывает степень

согласованности мнений экспертов. Вариация оценивает меры надёжности приведённой экспертизы.

Таблица 3.1 – Результаты экспертной оценки значимости группы факторов

№	Эксперты	Группа факторов			
		Технологические	Эксплуатационные	Экологические	Экономические
1.	Степанов О. А., д.т.н., профессор кафедры ПТ, ТИУ	8	9	5	6
2.	Антонова Е.О., к.т.н., доцент кафедры ПТ, ТИУ	9	8	4	4
3.	Фокин А. А., ИП Деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, управления проектами строительства (71.12) Научные исследования и разработки в области естественных и технических наук прочие (72.19)	9	8	7	5
4.	Белкин А. П., к.т.н., доцент, зав. кафедрой ПТ, ТИУ	10	9	7	4
5.	Дедун А. А., к.т.н., АО «Транснефть – Сибирь», заместитель начальника отдела экспертизы	8	8	5	6
6.	Чекардовский М. Н., д.т.н., профессор кафедры теплогазоснабжения и вентиляции	8	7	6	5
7.	Хасанзянов Р. З., начальник ПТО ООО «ТМЗ»	8	9	6	3
8.	Егоров А. А., начальник службы электро- тепло- водоснабжения ООО «Газпром добыча Уренгой»	7	8	5	3
9.	Бондаренко А. А., начальник эксплуатационной службы АО «УСТЭК»	8	9	7	6
10.	Вануйто С. Г., инженер по эксплуатации теплоэнергетического оборудования Уренгойского УМНО АО «Транснефть-Сибирь»	8	9	6	5

Таблица 3.2 – Результат обработки данных экспертной оценки

Эксперт	Матрица весов групп факторов			
	Технологические	Эксплуатационные	Экологические	Экономические
1	0,285714	0,321429	0,178571	0,214286
2	0,36	0,32	0,16	0,16
3	0,310345	0,275862	0,241379	0,172414
4	0,333333	0,3	0,233333	0,133333
5	0,296296	0,296296	0,185185	0,222222
6	0,307692	0,269231	0,230769	0,192308
7	0,307692	0,346154	0,230769	0,115385
8	0,304348	0,347826	0,217391	0,130435
9	0,266667	0,3	0,233333	0,2
10	0,285714	0,321429	0,214286	0,178571
Сумма	3,343516	3,38394	2,353589	1,918954
Весовые коэффициенты	0,303956	0,307631	0,213963	0,17445
Среднее значение оценки	0,303956	0,307631	0,213963	0,17445
Дисперсия оценок	0,000593	0,000622	0,000662	0,001167
Вариация	0,007282	0,00737	0,010934	0,017804

Для оценки факторов, входящих в каждую из групп, воспользуемся шкалой от 0 до значения, определенного экспертами, с учетом особенностей оцениваемой системы теплоснабжения. Максимальное значение фактора составляет 10 баллов. Результаты экспертной оценки представлены в приложении Г. Результаты расчета весовых коэффициентов групп факторов приведены в таблице 3.3. Формулы перевода каждого показателя в балльную оценку с учетом мнения экспертов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.3 – Весовые коэффициенты групп факторов

Группа факторов	Весовые коэффициенты	Дисперсия оценок	Вариация
Технологические	0,304	0,00059	0,00728
Эксплуатационные	0,307	0,00062	0,00737
Экологические	0,214	0,00066	0,01093
Экономические	0,174	0,0012	0,0178

Таблица 3.4 – Определение значений критериев

Наименование показателя	Формула перевода в баллы
Технологические факторы	
Величина отклонения расчетного (фактического) значения толщины стенки от нормативного ($\Delta\delta$, %)	$3,7 - 3,7 \cdot \frac{\Delta\delta - \Delta\delta_{\min}}{\Delta\delta_{\max} - \Delta\delta_{\min}}$
Затраты энергоресурсов на выработку и передачу тепловой энергии (b , т.у.т./Гкал)	$4,6 - 4,6 \cdot \frac{b - b_{\min}}{b_{\max} - b_{\min}}$
Удельную величину компенсации теплового расширения, (Δl , м/Гкал)	$4,6 - 4,6 \cdot \frac{\Delta l - \Delta l^{\min}}{\Delta l^{\max} - \Delta l^{\min}}$
Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной плотности теплового потока от нормативного (Δq , %)	$4,3 - 4,3 \cdot \frac{\Delta q - \Delta q_{\min}}{\Delta q_{\max} - \Delta q_{\min}}$
Эксплуатационные факторы	
Среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения, отнесенный к единице отпущенной тепловой энергии (g , т/Гкал)	$4,1 - 4,1 \cdot \frac{g - g_{\min}}{g_{\max} - g_{\min}}$
Удельный расход электрической энергии, используемой при передаче тепловой энергии (\mathcal{E}_{TP} , кВт·ч/Гкал)	$7,4 - 7,4 \cdot \frac{\mathcal{E}_{TP} - \mathcal{E}_{TP}^{\min}}{\mathcal{E}_{TP}^{\max} - \mathcal{E}_{TP}^{\min}}$
Потери давления на главной ветке тепловой сети, (P , Па)	$7,4 - 7,4 \cdot \frac{P - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}}$
Разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах ($\Delta\tau$, °С)	$6,3 \cdot \frac{\Delta\tau - \Delta\tau_{\min}}{\Delta\tau_{\max} - \Delta\tau_{\min}}$
Удельная тепловая нагрузка на один км. трассы тепловых сетей (Q_L , Гкал/ч/км)	$9,1 \cdot \frac{Q_L - Q_L^{\min}}{Q_L^{\max} - Q_L^{\min}}$
Доля потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя от годового потребления тепловой энергии (q_{ym} , Гкал/Гкал)	$6,5 - 6,5 \cdot \frac{q_{ym} - q_{ym}^{\min}}{q_{ym}^{\max} - q_{ym}^{\min}}$
Доля потерь тепловой энергии через изоляцию тепловой сети от годового потребления тепловой энергии (q_{uz} , Гкал/Гкал)	$6,2 - 6,2 \cdot \frac{q_{uz} - q_{uz}^{\min}}{q_{uz}^{\max} - q_{uz}^{\min}}$
Экологические факторы	
Удельная площадь, занимаемая сетями и сооружениями с учетом санитарно-защитной зоны, на тепловую нагрузку потребителей (f_c , га/Гкал/ч)	$3,6 - 3,6 \cdot \frac{f_c - f_c^{\min}}{f_c^{\max} - f_c^{\min}}$
Удельная площадь, занимаемая техническими зонами, на тепловую нагрузку потребителей (f_t , га/Гкал/ч)	$4,7 - 4,7 \cdot \frac{f_t - f_t^{\min}}{f_t^{\max} - f_t^{\min}}$
Удельный расход сточных вод, содержащих минеральные соли, на одну 1 Гкал потребленной теплоты (g_{cr} , м ³ /Гкал)	$5,7 - 5,7 \cdot \frac{g_{cr} - g_{cr}^{\min}}{g_{cr}^{\max} - g_{cr}^{\min}}$

Продолжение таблицы 3.5

Наименование фактора	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Удельная тепловая нагрузка на один км. трассы тепловых сетей, Гкал/ч/км	0,38	0,68	0,15	0,00	1,36	2,79
Доля потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя от годового потребления тепловой энергии, Гкал/Гкал	0,42	0,70	0,17	0,00	1,23	2,00
Доля потерь тепловой энергии через изоляцию тепловой сети от годового потребления тепловой энергии, Гкал/Гкал	0,40	0,67	0,16	0,00	1,17	1,90
Удельная площадь, занимаемая сетями и сооружениями с учетом санитарно-защитной зоны, на тепловую нагрузку потребителей, га/Гкал/ч	0,16	0,27	0,07	0,00	0,47	0,77
Удельная площадь, занимаемая техническими зонами (лишенными древесно-кустарниковых насаждений), на тепловую нагрузку потребителей, га/Гкал/ч	0,21	0,35	0,09	0,00	0,62	1,01
Удельный расход сточных вод, содержащих минеральные соли, на одну Гкал потребленной теплоты, м ³ / Гкал	0,26	0,43	0,11	0,00	0,75	1,22
Удельная материальная характеристика трубопровода, м·м/Гкал/ч	0,30	0,50	0,12	0,00	0,87	1,41
Удельные тепловые потери в окружающую среду, Гкал/Гкал	0,22	0,37	0,09	0,00	0,65	1,05
Удельные капитальные вложения в тепловую сеть, тыс.руб/Гкал	1,08	0,86	0,65	0,43	0,22	0,00
Удельные эксплуатационные затраты в тепловую сеть, тыс.руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Удельная длина тепловой сети, м/(Гкал/ч)	0,26	0,43	0,10	0,00	0,75	1,22

Таблица 3.6 – Сумма значений критериев по группам факторов с учетом весовых коэффициентов

Параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Сумма баллов	8,21	10,26	5,04	2,93	13,98	22,37
Технологические	1,60	1,47	1,01	0,56	1,75	2,52
Эксплуатационные	4,11	5,58	2,81	1,93	7,90	13,17
Экологические	1,16	1,92	0,47	0,00	3,36	5,46
Экономические	1,34	1,29	0,75	0,43	0,97	1,22

Результат применения данного способа к рассматриваемым четырем вариантам централизованного теплоснабжения приведен на рисунке 3.1.

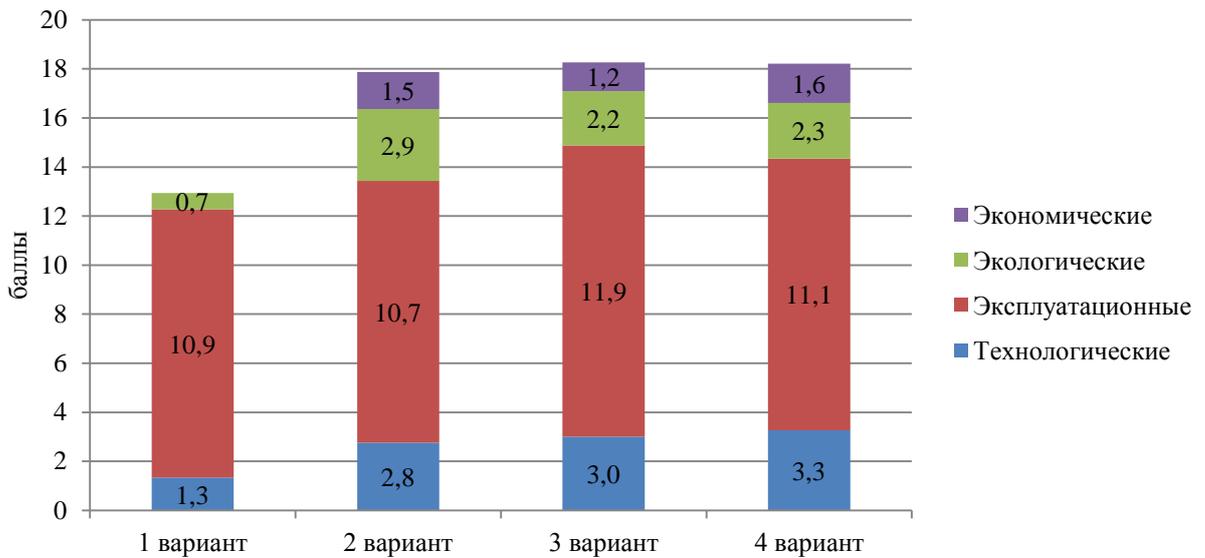


Рисунок 3.1 – Результаты оценки систем теплоснабжения

Рост экспертных технологических показателей при применении ТН обоснован: сокращением расхода энергоресурсов на выработку тепловой энергии т.у.т./Гкал, снижением металлоемкости тепловых сетей и уменьшением числа компенсаторов. Экспертные эксплуатационные показатели системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ имеет низкое значение, связанное с высокими потерями тепловой энергии через изоляцию тепловой сети, с утечкой теплоносителя и с высокой значимостью эксплуатационных показателей по оценке экспертов. Применение тепловых насосов способствует снижению потребления ресурсов и снижению тепловых потерь в окружающую среду. Низкое значение экспертных экономических показателей системы централизованного теплоснабжения без ТН обоснованы высокими эксплуатационными затратами.

Разработанная методика позволяет оценить эффективность системы теплоснабжения, исключив субъективный фактор, и может быть применена теплоснабжающими организациями для согласования систем теплоснабжения.

3.3. Выводы по главе 3

Разработана методика оценки эффективности тепловой сети с учетом экспертной оценки. В основе методики лежит утверждение, что с уменьшением расхода топлива и электроэнергии на выработку и транспортировку тепловой энергии, при уменьшении количества теряемой тепловой энергии при транспорте теплоносителя, при снижении нагрузки на окружающую среду и снижении капитальных и эксплуатационных затрат эффективность системы теплоснабжения увеличивается. При этом эффективность системы теплоснабжения в рамках данной работы оценивается численным значением. Выделены четыре группы факторов, определяющих эффективность тепловых сетей: технологические, эксплуатационные, экологические и экономические. К технологическим факторам отнесем показатели, связанные с характеристиками материалов труб, компенсаторами, гидро- и теплоизоляцией. К эксплуатационным – показатели тепловых и гидравлических потерь, расхода теплоносителя. К экологическим – факторы, влияющие на окружающую среду при проведении ремонтных работ и при штатной работе теплосети. Описаны способы определения каждого критерия, входящего в группы. Приведены результаты экспертной оценки значимости группы факторов и показателей, включенных в них. Представлены весовые коэффициенты групп факторов и значения критериев.

ГЛАВА 4. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА ТРАССЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Критерии сложности тепловых сетей

Современные вычислительные технологии позволяют разрабатывать математические модели для выбора рационального варианта трассы тепловых сетей.

При проектировании системы теплоснабжения следует продумать трассу тепловых сетей от источника теплоты (ТЭЦ) до тепловых пунктов потребителей. Как правило, в основу положено минимальное расстояние. Требуется построение минимального дерева, корнем которого является источник теплоты [18].

Прокладка трасс представляет собой итеративный процесс, который может быть представлен алгоритмом, приведенном на рисунке 4.1. При этом на выбор варианта подкладка трассы от 1-го теплового пункта до i -го помимо наикратчайшего пути, влияет и ряд параметров, приведенных в работах [60, 70]. Факторы, которые необходимо учитывать при прокладке тепловых сетей, назовем **критерием сложности** и объединим в 3 группы:

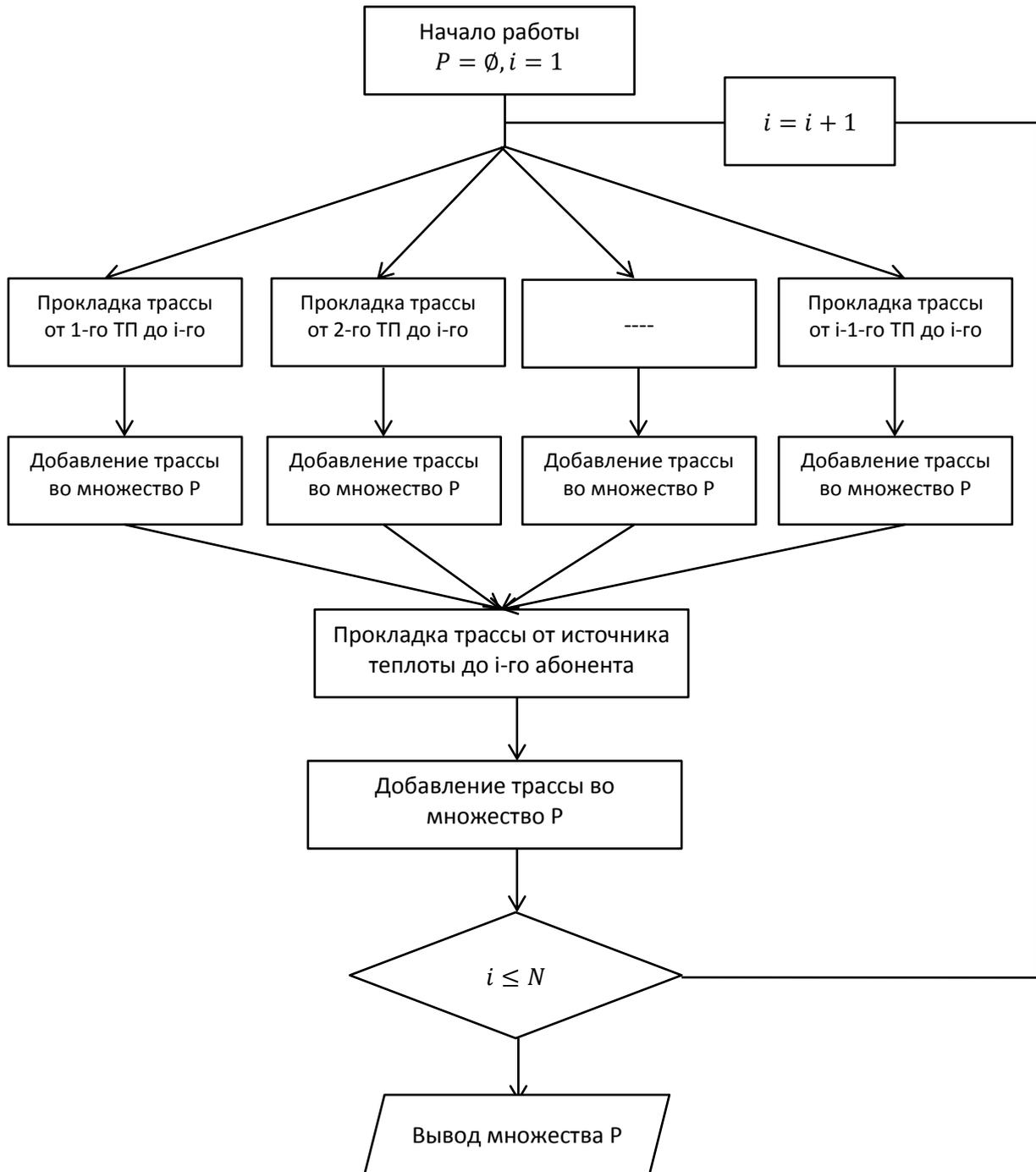


Рисунок 4.1 – Алгоритм определения дерева тепловой сети

1. Воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода: коррозионная активность грунтов и оснований, коррозионная активность параллельно идущих и пересекаемых коммуникаций и сетей.

1.1. Влияние грунта на износ трубопровода:

– солончаковый грунт;

- просадочный и пучинистый грунт;
- влажный грунт;
- сухой и нормальный грунт.

1.2. Прокладка трубопровода рядом с объектами, вызывающими коррозию:

- рельсы электрофицированных на постоянном токе трамвая, железных дорог, метрополитена, шахтного транспорта;
- анодные заземления установок электрохимической защиты на смежных подземных сооружениях; трубопроводы с электрохимической защитой, заземления линий электропередачи постоянного тока по системе «провод-земля»;
- отсутствие источников электрического тока.

2. Совмещение с другими инженерными системами:

2.1. Наличие подземного тоннеля или эстакады с сетями водоснабжения, контрольными кабелями, кабелями связи, напорной канализации и т.д.

2.2. Наличие газопровода.

2.3. Наличие кабеля постоянного тока напряжением более 10 кВ.

3. Стоимость проведения строительных и ремонтных работ:

3.1 Здания и автодороги

- наличие зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети,
- наличие автомобильной дороги,
- отсутствие здания или автомобильной дороги,
- прокладка сети на расстояние 6-12 метров от автомобильной дороги.

3.2 Препятствия в виде оврагов, водных преград, каменных грунтов

- наличие водных преград,
- наличие оврагов,
- каменные грунты,
- отсутствие препятствий.

4.2. Экспертная оценка критериев сложности тепловых сетей

Эксперты в составе 10 человек оценили весовые коэффициенты факторов и значения входящих в них параметров. Детальная методика экспертной оценки приведена в [36, 82, 93].

Вес того или иного фактора оценивается по шкале от 0 до 10. При этом разрешается оценивать важность дробными величинами или приписывать одну и ту же величину из выбранной шкалы нескольким критериям (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Результаты экспертной оценки значимости группы факторов

№	Эксперты	Критерии		
		Воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода	Возможность совмещения с другими инженерными системами	Факторы, влияющие на стоимость прокладки и проведения ремонтных работ
1.	Степанов О. А., д.т.н., профессор, ТИУ	3/1	7	8
2.	Антонова Е.О., к.т.н., доцент, ТИУ	4/1	7	10
3.	Фокин А.А., ИП, Деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, управления проектами строительства. Научные исследования и разработки в области естественных и технических наук прочие.	3/1	6	8
4.	Белкин А. П., к.т.н., доцент, зав. кафедрой ПТ, ТИУ	4/1	7	8
5.	Дедун А. А., к.т.н., АО «Транснефть – Сибирь», заместитель начальника отдела экспертизы	3/1	7	10
6.	Чекардовский М. Н., д.т.н., профессор кафедры теплогазоснабжения и вентиляции	6/1	8	8
7.	Хасанзянов Р. З., начальник ПТО ООО «ТМЗ»	3/1	7	8
8.	Егоров А. А., начальник службы электро-тепло- водоснабжения ООО «Газпром добыча Уренгой»	5/1	7	10
9.	Бондаренко А. А., начальник эксплуатационной службы АО «УСТЭК»	4/1	6	8
10.	Вануйто С. Г., инженер по эксплуатации теплоэнергетического оборудования Уренгойского УМНО АО «Транснефть-Сибирь»	5/1	7	10

Если показатель благоприятствует прокладке сети, то его значение принималось 0, если показатель отрицательно сказывается на прокладке трубопровода, то его значения принималось от +1 до +10. Результаты экспертной оценки значений факторов, влияющих на прокладку тепловых сетей, представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты экспертной оценки значений факторов, влияющих на прокладку тепловых сетей

Факторы	Оценки экспертов									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.1. Прокладка трубопровода рядом с объектами, вызывающими коррозию										
Солончаковый грунт	6/3	8/3	9/4	8/2	9/4	7/2	8/3	7/4	7/3	8/3
Просадочный и пучинистый грунт	5	9	8	7	8	8	5	6	8	6
Влажный грунт	5/2	8/4	7/3	6/2	5/2	6/3	5/1	5/2	5/3	6/2
Сухой и нормальный грунт	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1
1.2. Прокладка вдоль железнодорожных и трамвайных путей										
Рельсы электрофицированных на постоянном токе трамвая, железных дорог, метрополитена, шахтного транспорта	0	5/1	9/2	6/1	7/2	7/2	6/1	5/1	5/2	6/1
Анодные заземления установок электрохимической защиты на смежных подземных сооружениях; трубопроводы с электрохимической защитой, заземления линий электропередачи постоянного тока по системе «провод-земля»	0	2/1	4/2	4/1	7/2	5/2	6/1	5/1	4/2	4/1
Отсутствие источников электрического тока, железнодорожных и трамвайных путей	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2. Возможность совмещения с другими инженерными системами										
2.1. Наличие подземного тоннеля или эстакады с сетями водоснабжения, контрольными кабелями, кабелями связи, напорной канализации и т.д.	1	4	2	5	1	1	4	2	1	1
2.2. Наличие газопровода	1	10	4	4	2	2	6	4	4	5
2.3. Наличие кабеля постоянного тока напряжением более 10 кВ	8	10	6	4	8	8	5	4	8	8

Факторы	Оценки экспертов									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.1. Здания и автодороги										
Наличие зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети	0	10	10	9	10	9	10	9	10	10
Планирование постройки зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети	0	1	4	3	5	4	2	3	2	1
Наличие автомобильной дороги	0	2	3	8	7	6	6	5	6	5
Отсутствие здания или автомобильной дороги	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Прокладка сети на расстояние 6-12 метров от автомобильной дороги	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3.2 Препятствия в виде оврагов, водных преград, каменных грунтов										
Наличие водных преград	0	2	1	3	3	1	3	5	3	2
Наличие оврагов	0	2	1	5	4	1	2	4	2	2
Каменные грунты	0	2	1	2	2	2	2	3	1	2
Отсутствие	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1

По результатам опроса экспертов, значение каждого параметра определялось как среднеарифметическое значение, а вес фактора – по методу приписывания баллов [36]. Эксперты оценивают важность каждого критерия по шкале 0 до 10. Вес критерия k оцененный i -м экспертом определим по формуле:

$$r_{ik} = \frac{h_{ik}}{\sum_{k=1}^m h_{ij}}, \quad (4.1)$$

где h_{ik} - балл i - го эксперта для k - критерия;

$\sum_{k=1}^m h_{ij}$ - сумма всех баллов i - го эксперта.

Тогда $r_i = \sum_{j=1}^L r_{ij}$, а следовательно весовой коэффициент i -го фактора $\lambda_i = \frac{r_i}{\sum_{j=1}^L r_{ij}}$.

Пример. Пусть имеются два фактора A_1 и A_2 и эксперты поставили им баллы, приведенные в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Пример балльной оценки критериев

Эксперты	Факторы	
	A ₁	A ₂
1	a ₁₁ =8	a ₁₂ =7
2	a ₂₁ =9	a ₂₂ =7
3	a ₃₁ =9	a ₃₂ =6

Находим сумму значений каждой строки (таблица 4.4)

Таблица 4.4 – Сумма значений балльной оценки критериев

Эксперты	Критерии		Сумма
	A ₁	A ₂	
1	8	7	15
2	9	7	16
3	9	6	15

Вычислим веса r_{ik} и построим матрицу весов и найдём сумму значений каждого столбца (таблица 4.5)

Таблица 4.5 – Матрица весов критериев

Эксперты	Критерии	
	A ₁	A ₂
1	r ₁₁ =8/15=0,53	r ₁₂ =7/15=0,4
2	r ₂₁ =9/16=0,56	r ₂₂ =7/16=0,38
3	r ₃₁ =9/15=0,6	r ₃₂ =6/15=0,33
Сумма	r ₁ =0,53+0,56+0,6=1,7	r ₂ =0,4+0,38+0,33=1,11

$$\sum r_i = 1,7 + 1,11 = 2,81$$

Вычисляем весовые коэффициенты:

$$\lambda_1 = 1,7 / 2,81 = 0,605, \lambda_2 = 1,108 / 3 = 0,395.$$

Таким образом, так как весовой коэффициент первого критерия λ_1 больше второго λ_2 можно сделать вывод, что первый важнее.

Среднее значение оценки для i - го критерия:

$$\bar{r}_i = \frac{\sum_{j=1}^L r_{ij}}{L} = \frac{1}{L} \sum_{j=1}^L r_{ij} = \frac{r_i}{L} \quad (4.2)$$

Среднее значение оценки \bar{r}_i отражает коллективное мнение опрашиваемой группы экспертов. Степень согласованности мнений экспертов характеризуется дисперсией оценок σ_i^2 [36]:

$$\sigma_i^2 = \frac{1}{L} \sum_{j=1}^L (r_{ij} - \bar{r}_i)^2 . \quad (4.3)$$

Чем меньше дисперсия оценок, тем достовернее найденное среднее значение оценки \bar{r}_i степени важности частного критерия A_i . В качестве меры надёжности приведённой экспертизы используют показатель вариации $\beta = \frac{\sigma_i}{r_i}$.

В результате обработки данных экспертной оценки получены значения, приведенные в таблицах 4.6, 4.7, а для стальных трубопроводов и в таблице 4.8, 4.9 для трубопроводов из пластика.

Таблица 4.6 – Весовые коэффициенты факторов для стальных трубопроводов

Группа факторов	Весовые коэффициенты	Дисперсией оценок	Вариация
Факторы, учитывающие воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода	0,201	0,00127	0,01775
Факторы, учитывающие возможность совмещения с другими инженерными системами	0,352	0,00061	0,00703
Факторы, влияющие на стоимость проведения ремонтных работ	0,447	0,00120	0,00773

Таблица 4.7 – Значение критериев для стальных трубопроводов

Наименование фактора	Критерий	Значение критерия
1.1 Прокладка трубопровода рядом с объектами, вызывающими коррозию	Солончаковый грунт	7,7
	Просадочный и пучинистый грунт	7
	Влажный грунт	5,8
	Сухой и нормальный грунт	1,1
1.2 Прокладка вдоль железнодорожных и трамвайных путей	Рельсы электрофицированных на постоянном токе трамвая, железных дорог, метрополитена, шахтного транспорта;	6,1
	Анодные заземления установок электрохимической защиты на смежных подземных сооружениях; трубопроводы с электрохимической защитой, заземления линий электропередачи постоянного тока по системе «провод-земля»;	4,6
	Отсутствие источников электрического тока, железнодорожных и трамвайных путей	1
2 Совмещение с другими коммуникациями	2.1. Наличие подземного тоннеля или эстакады с сетями водоснабжения, контрольными кабелями, кабелями связи, напорной канализации и т.д.	2,2
	2.2 .Наличие коммуникаций, не уложенных в единый тоннель	2,8
	2.3. Наличие газопровода	9
	2.4. Отсутствие коммуникаций	3
3.1 Здания и автодороги	Наличие зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети	9,7
	Планирование зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети	2,7
	Наличие автомобильной дороги	2,7
	Отсутствие здания или автомобильной дороги	5,2
	Прокладка сети на расстояние 6-12 метров от автомобильной дороги	1
3.2 Препятствия в виде оврагов, водных преград, каменных грунтов	Наличие водных преград	2,7
	Наличие оврагов	2,4
	Каменные грунты	1,9
	Отсутствие	1

Таблица 4.8 – Весовые коэффициенты факторов для пластиковых трубопроводов

Группа факторов	Весовые коэффициенты	Дисперсия оценок	Вариация
Факторы, учитывающие воздействие окружающей среды и близлежащий объектов на износ трубопровода	0,061	0,00002	0,00720
Факторы, учитывающие возможность совмещения с другими инженерными системами	0,414	0,00078	0,00674
Факторы, влияющие на стоимость проведения ремонтных работ	0,256	0,00087	0,00561

Таблица 4.9 – Значение критериев для пластиковых трубопроводов

Наименование фактора	Критерий	Значение критерия
1.1 Прокладка трубопровода рядом с объектами, вызывающими коррозию	Солончаковый грунт	3,1
	Просадочный и пучинистый грунт	7
	Влажный грунт	2,4
	Сухой и нормальный грунт	1,1
1.2 Прокладка вдоль железнодорожных и трамвайных путей	Рельсы электрофицированных на постоянном токе трамвая, железных дорог, метрополитена, шахтного транспорта;	1,5
	Анодные заземления установок электрохимической защиты на смежных подземных сооружениях; трубопроводы с электрохимической защитой, заземления линий электропередачи постоянного тока по системе «провод-земля»;	1,5
	Отсутствие источников электрического тока, железнодорожных и трамвайных путей	1
2 Совмещение с другими коммуникациями	2.1 Наличие подземного тоннеля или эстакады с сетями водоснабжения, контрольными кабелями, кабелями связи, напорной канализации и т.д.	2,2
	2.2 Наличие коммуникаций, не уложенных в единый подземный тоннель	2,8
	2.2 Наличие газопровода	9
	2.3 Отсутствие коммуникаций	3
3.1 Здания и автодороги	Наличие зданий и капитальных сооружений в месте планируемой тепловой сети	9,7
	Наличие автомобильной дороги	2,7
	Отсутствие здания или автомобильной дороги	5,2
	Прокладка сети на расстояние 6-12 метров от автомобильной дороги	1
3.2 Препятствия в виде оврагов, водных преград, каменных грунтов	Наличие водных преград	2,7
	Наличие оврагов	2,4
	Каменные грунты	1,9
	Отсутствие	1

4.3. Метод расчетных сеток при проектировании тепловых сетей

При определении трассы прокладки тепловых сетей предложено все влияющие объекты отобразить на структурированной сетке. Каждая ячейка сетки имеет одинаковый размер и характеризует участок земли по одному из приведенных выше факторов (рис. 4.2).

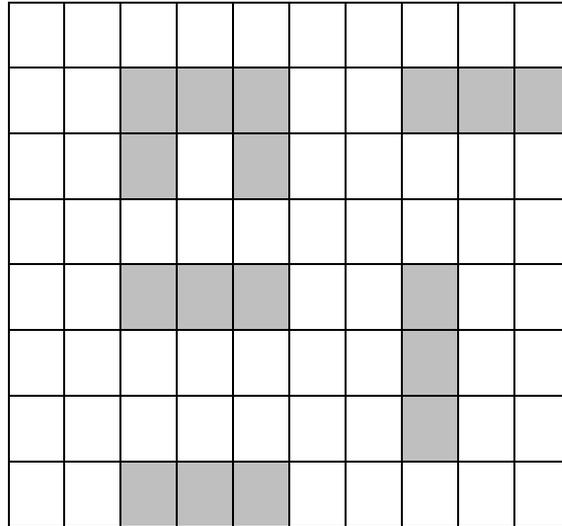


Рисунок 4.2 – Информация о застройке на структурированной сетке

В результате появляется сетка с числовыми значениями, определяющими влияние этого фактора на трассу тепловой сети на конкретном участке.

Для расчёта трассы необходимо из множества N растровых карт получить одну путем поэлементного объединения (рисунок 4.4):

$$c_{ij} = \frac{1}{\sum_{k=1}^N w_k} \sum_{k=1}^N w_k \cdot a_{ij}^k, \quad (4.4)$$

где c_{ij} – значение ij ячейки на единой (результатирующей) карте;

a_{ij}^k – значение ячейки с индексом ij на k -й карте характеризующей один фактор;

w_k – весовой коэффициент k -й карты характеризующей один фактор.

Например

$w=0,2$		
7,3	4,4	4,4
7,5	7,5	4,4
9,5	8,0	6,3

+

$w=0,8$		
3	3	3
5,1	5,1	3
5,1	4,2	4,2

=

3,9	3,3	3,3
5,6	5,6	3,3
6,0	5,0	4,7

Рассмотрим, например, прокладку тепловых сетей от ТЭЦ-2 до 12 планировочного района г. Тюмени (рис.4.3).

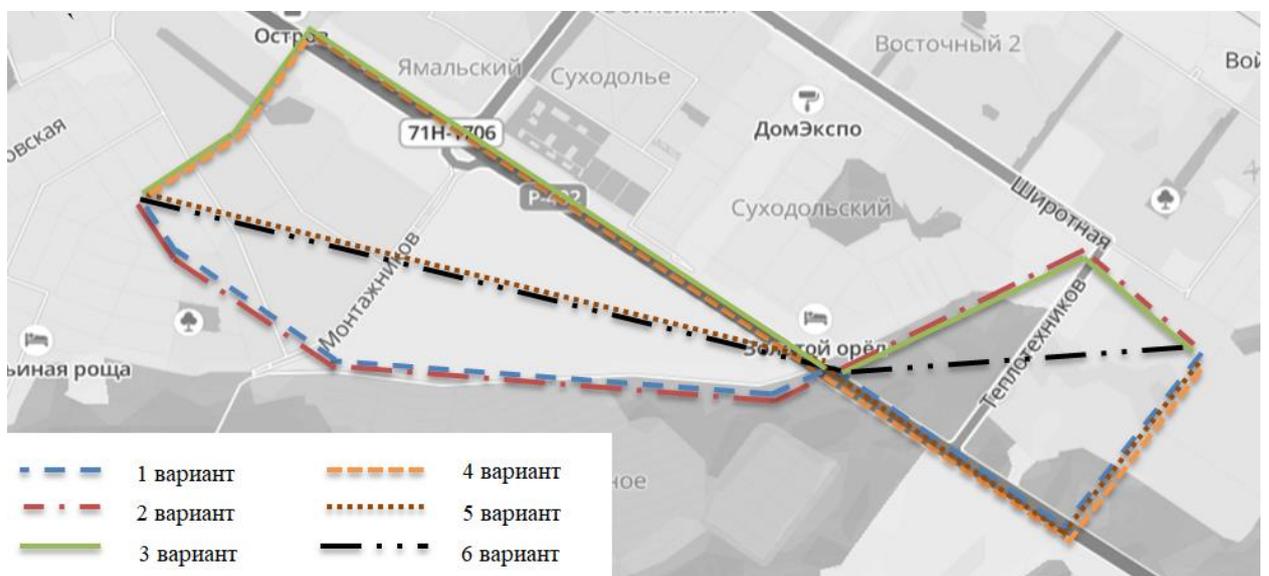


Рисунок 4.3 – Ситуационная карта расположения 12 планировочного района г. Тюмень с указанием вариантов трасс тепловых сетей

С учетом приведенной выше экспертной оценки по формуле 4.4 получим матрицу значений факторов (рис. 4.4).

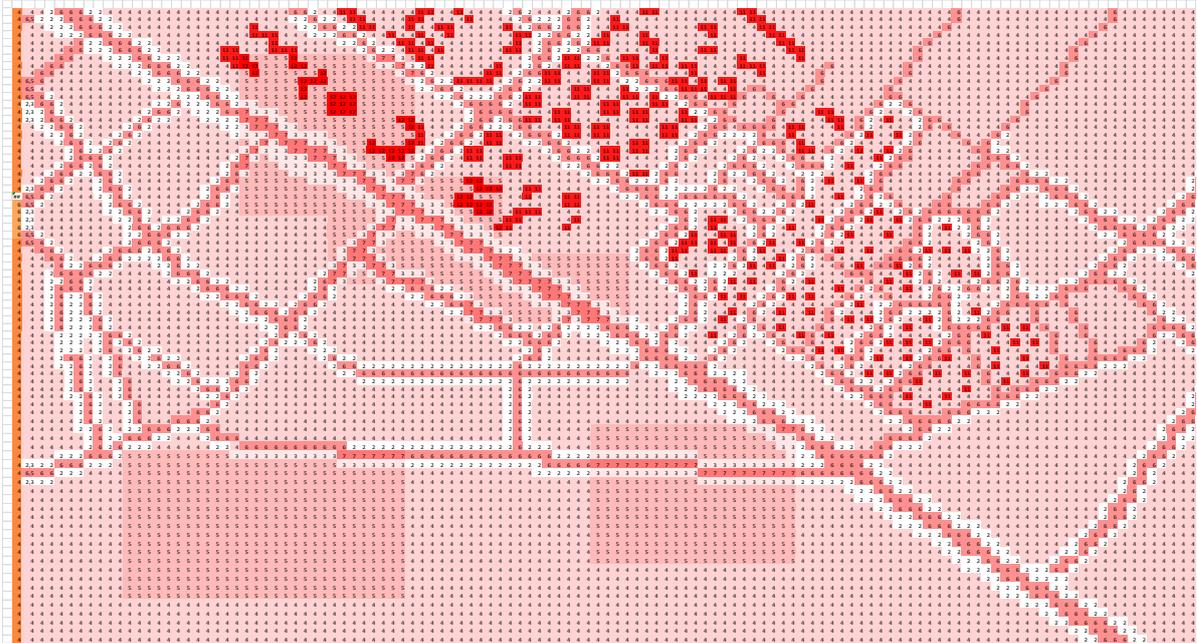


Рисунок 4.4 – Матрица значений факторов, влияющих на прокладку тепловых сетей для отдельного района г. Тюмень

Проанализировав полученные данные, выберем несколько показательных вариантов прокладки тепловой сети с наименьшими суммами баллов. Сумма баллов для каждого варианта находится как сумма численных значений в ячейках, по которым проходит трубопровод (рис. 4.5).

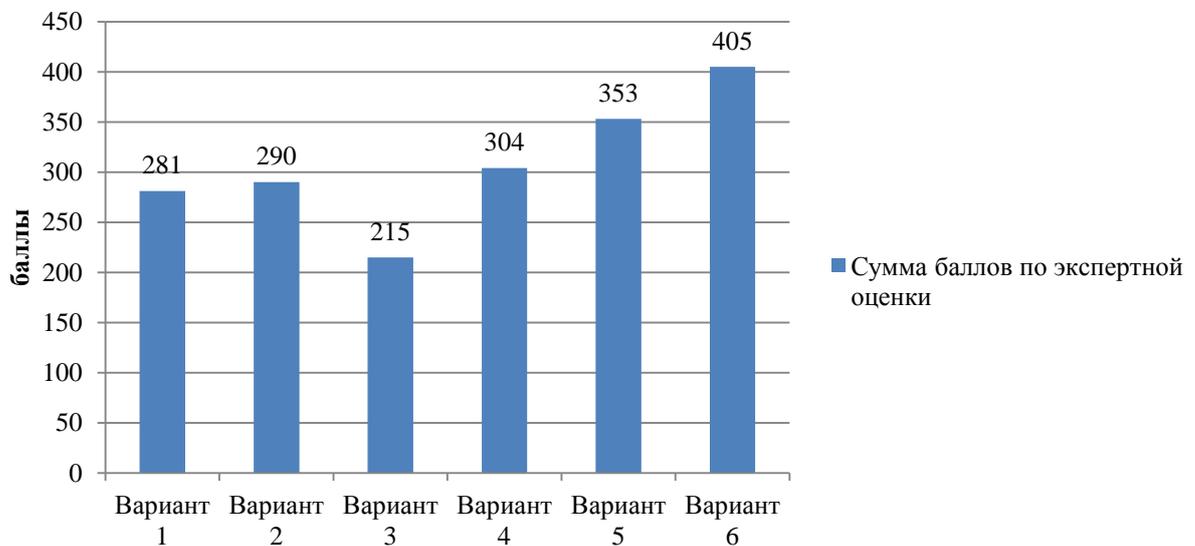


Рисунок 4.5 – Сравнительная характеристика рассматриваемых вариантов прокладки тепловых сетей

Результаты экспертной оценки показывают, что прямая линия, являющаяся наикротчайшим расстоянием, не всегда является рациональным вариантом прокладки тепловой сети. Эксперты показывают необходимость учета коррозионной активности материала труб при различных типах грунта, аварийности, легкости прокладки и эксплуатации тепловых сетей. Из рисунка 4.5 видно, что с учетом мнения экспертов наиболее приемлемым является третий вариант прокладки тепловой сети от источника до теплового пункта.

4.4. Учет показателя совокупных приведенных затрат

При технико-экономическом анализе эффективности проектов широкое распространение получил метод оптимизации по критерию совокупных приведенных затрат [61, 69, 77].

При этом принимается допущение, что при различных вариантах реализации проекта доходная часть не изменяется. Приведенные затраты определяются капитальными КЗ и эксплуатационными издержками ЭЗ:

$$ПЗ = ЭЗ + CRF \cdot КЗ, \quad (4.5)$$

где CRF (capital return factor) – безразмерный коэффициент возмещения капитала [83]:

$$CRF = \frac{d}{1 - (1 - d)^{-n}} \quad (4.6)$$

где d – стоимость капитала, лет⁻¹;

n – горизонт расчета, лет.

Результаты оценки различных решений прокладки тепловых сетей представлены в таблице 4.11.

Оптимизация процесса выбора трассы тепловой сети влияет на дальнейшие денежные и материальные затраты на сооружение и эксплуатацию сети. Но при стандартном расчете капитальных вложений и эксплуатационных затрат не учитываются ряд факторов, влияющих на

эксплуатацию тепловых сетей, их аварийность, долговечность и сложность проведения ремонтных работ. Поэтому необходимо учитывать сложность трассы, которую предлагается оценить методом экспертной оценки.

Таблица 4.11 – Результаты оценки различных решений прокладки тепловых сетей

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Сумма баллов по экспертной оценке	281	290	215	304	353	405
Капитальные затраты, тыс.руб	82 067	77 294	86 957	90 238	68 227	54 415
Амортизационные отчисления, тыс.руб	3 282	3 091	3 478	3 609	2 729	2 177
Затраты на ремонты, тыс.руб.	1 805	1 700	1 913	1 985	1 501	1 197
Затраты на теплоноситель (сетевую воду), тыс.руб	4 103	3 847	4 334	4 493	3 360	2 654
Затраты на потери тепловой энергии, тыс.руб	1 419	1 331	1 499	1 554	1 162	918
Затраты электроэнергии на передачу тепловой энергии, тыс.руб	6 589	6 188	6 952	7 200	5 425	4 320
Заработная плата эксплуатационного персонала, тыс.руб	187	187	187	187	187	187
Прочие расходы, тыс.руб	694	656	733	759	583	473
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб	18 080	17 001	19 098	19 789	14 946	11 925
Показатель совокупных приведенных затрат, тыс.руб	30 390	28 595	32 141	33 324	25 180	20 087

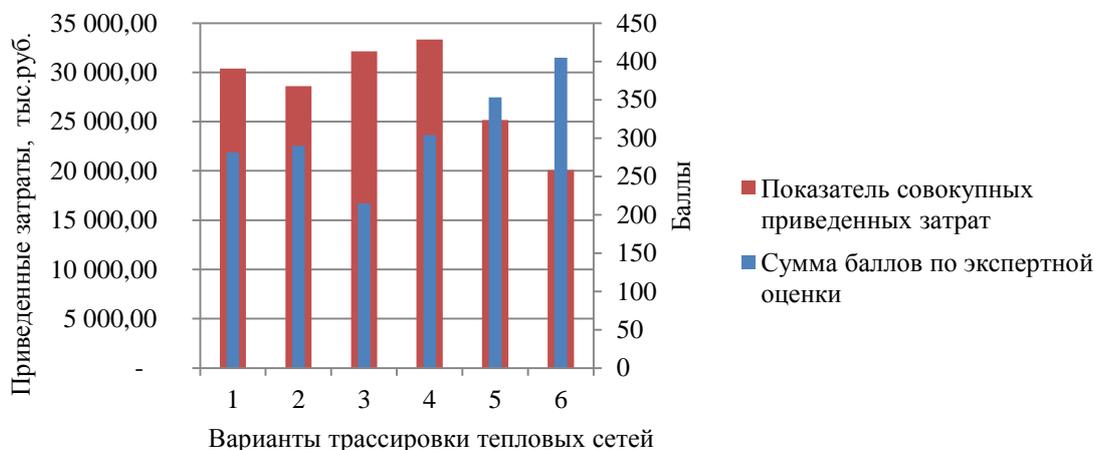


Рисунок 4.5 – Сравнительная характеристика рассматриваемых вариантов прокладки тепловых сетей

Сравним рассматриваемые варианты прокладки тепловых сетей по двум показателям: совокупных приведенных затрат и сложности трассы (рис. 4.5).

Для более наглядного представления приведем полученные значения к безразмерным показателям:

$$k = \frac{\frac{ПЗ_i}{ПЗ_{\max}} + \frac{\sum_i}{\sum_{\max}}}{2}, \quad (4.7)$$

где $ПЗ_i$ – совокупные затраты по i -му варианту прокладки тепловой сети;

$ПЗ_{\max}$ – максимальное значение совокупных затрат по всем отобранным вариантам теплоснабжения;

\sum_i – критерий сложности i -го варианта прокладки тепловой сети;

\sum_{\max} – наибольшее значение критерия сложности из всех отобранных вариантов теплоснабжения.

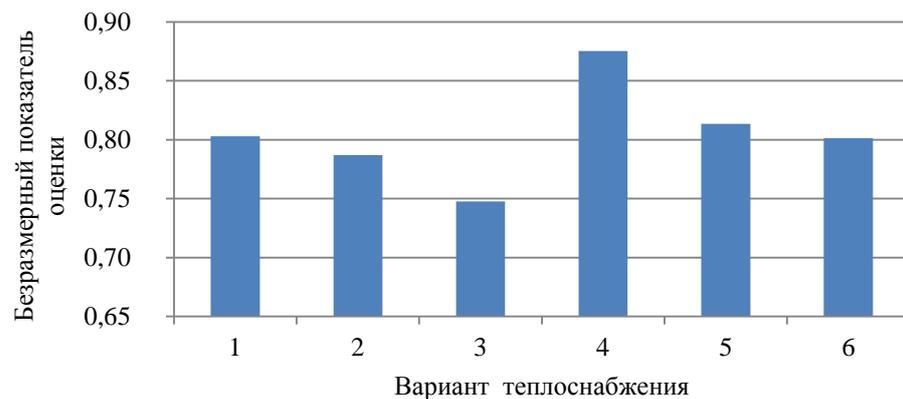


Рисунок 4.6 – Сравнительная характеристика рассматриваемых вариантов прокладки тепловых сетей

Из диаграммы 4.6 видно, что с учетом мнения экспертов наиболее оптимальным является третий вариант прокладки тепловой сети от источника до теплового пункта. Методика применяется ООО «Смарт инжиниринг» при согласовании проектных решений.

4.5. Выводы по главе 4

1. Для выбора трассы тепловой сети предложены показатели сложности, оценивающие условия строительства и эксплуатации трубопровода. На износ трубопровода за счет развития наружной коррозии трубопроводов рекомендовано учесть: грунт, в котором прокладывается трубопровод, наличие электрифицированных на постоянном токе рельс трамвая, железных дорог, наличие или отсутствие установок электрохимической защиты. Сложность проведения ремонтных работ рекомендуется связать с возможностью подъезда транспорта к тепловой сети, пересечение дорог и зданий, отсутствие преград в виде оврагов, водных преград и каменных грунтов.

2. Предложена методика выбора трассы тепловой сети с учетом влияния ситуационных факторов при проектировании систем теплоснабжения на основе перевода растровых карт в структурированную многофакторную сетку. Растровые карты, на которых изображены факторы, влияющие на трассу тепловых сетей, переводятся в сетку с цифровыми значениями. Число в ячейке определяет влияние фактора на трассу тепловой сети и определяется экспертной оценкой. В результате получается сетка со значениями от 0 до 10. Для расчёта трассы необходимо найти сумма значений ячеек, по которым планируется прокладка трубопроводов. Выбирается вариант, имеющий наименьшее значение.

ГЛАВА 5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ

5.1. Определение диаметра магистрального трубопровода с учетом экономической оценки системы теплоснабжения с ТН

При проектировании тепловых сетей согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» требуется оптимизация диаметров тепловых сетей. Гидравлический расчет тепловых сетей выполняется с учетом методики, приведенной в справочнике А. А. Николаева и пособие по проектированию под редакцией Н. К. Громова. В указанной литературе для определения диаметра тепловых сетей предлагается использовать оптимальную скорость движения воды в трубопроводах (до 3-3,5 м/с) и допустимые удельные потери давления R (30...80 Па/м).

Определение диаметра трубопроводов не учитывает особенности эксплуатации и экономические показатели систем теплоснабжения: стоимость тепловой и электрической энергии в районе проектирования, тепловые потери в тепловых сетях, затраты электроэнергии, стоимость трубопроводов. Предлагается при определении диаметра учитывать экономические показатели и особенности условий эксплуатации систем теплоснабжения в различных регионах страны.

Все приведенные выше факторы учтены при расчете эффективности системы теплоснабжения с тепловыми насосами и реализованы в среде Excel. Расчет позволяет определить оптимальный диаметр трубопроводов, путем сравнения чистого дисконтированного дохода при переходе на систему теплоснабжения с тепловыми насосами при различных диаметрах.

При снижении диаметра тепловых сетей растет скорость воды в тепловых сетях и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капитальные вложения в систему теплоснабжения, но увеличиваются эксплуатационные затраты (рост скорости приводит к значительным

гидравлическим сопротивлениям и увеличению затрат электроэнергии на привод насосного оборудования).

Для расчета эффективности системы теплоснабжения с тепловыми насосами разработана программа в среде Microsoft Excel, которая позволяет определить оптимальный диаметр трубопроводов путем сравнения чистого дисконтированного дохода (NPV – Net Present Value) при переходе на систему теплоснабжения с тепловыми насосами при различных диаметрах.

Технико-экономические показатели системы теплоснабжения с применением ТН имеют зависимость от расхода и стоимости электроэнергии, капитальных и эксплуатационных затрат на систему теплоснабжения [81]. В свою очередь затраты электроэнергии снижаются со снижением скорости и расхода теплоносителя в магистральном трубопроводе, но при увеличении диаметров трубопровода возрастают капитальные затраты в тепловые сети.

$$NPV = f(l_{TP}, d_{TP}, q_{II}) \quad (5.1)$$

где l_{TP} – длины трубопровода (удаленности потребителей), м;

d_{TP} – диаметра трубопровода, м;

q_{II} – тепловой нагрузки группы потребителей, МВт.

Алгоритм определения чистой дисконтированной прибыли представлен на рисунке 5.1. Методика определения тепловой нагрузки потребителей с учетом тепловых потерь приводится в приложении Д.

Начало

Ввод исходных данных: q – тепловая мощность потребителя, МВт;
 $h_{исп}$ – число часов использования тепловой сети, ч/год;
 l – длина трубопровода, м; d , d_n – наружный и внутренний диаметр трубы, мм;
 τ_1, τ_2 – температура теплоносителя на участке трубопровода, °С;
 $t_{гр}$ – температура грунта на глубине заложения оси теплопровода, °С;
 $\lambda_{из}$ – теплопроводность изоляции, Вт/мК; $\lambda_{гр}$ – теплопроводность грунта, Вт/мК;
 $\tau_{эксп}$ – период эксплуатации трубопровода, лет;
 h – глубина заложения оси теплопровода, м;
 b – расстояние между осями подающего и обратного трубопроводов, м;
 $C_{из}$ – стоимость трубопровода и теплоизоляции, руб/м³;
 $C_{покp}$ – стоимость покрытия теплоизоляции, руб/м².

Термическое сопротивление изоляции $R_{под\ из}$, $R_{обр\ из}$, м²·К/Вт.
 Термическое сопротивление грунта $R_{под\ гр}$, $R_{обр\ гр}$, м²·К/Вт.
 Суммарное термическое сопротивление $R_{под}$, $R_{обр}$, м²·К/Вт.
 $Q_{и}$ – линейные тепловые потери через наружную поверхность трубопровода, Вт.
 $Q_{м}$ – местные потери теплоты в фасонных частях, опорных конструкциях, арматуре, фланцах и т.п., Вт.
 $Q_{у}$ – потери теплоты, с утечкой теплоносителя, Вт;
 $Q_{тр}$ – тепловые потери по трассе в магистральном трубопроводе, кВт;
 Суммарная тепловая нагрузка потребителей $Q_{пт}$, кВт.

$\Delta t_{исп}$ – разница температур между испарителем и конденсатором теплового насоса, °С
 $\mu_{тн}$ – коэффициент преобразования ТН;
 $Q_{нпн}$ – теплота низкопотенциального источника, кВт;
 $G_{нпн}$ – расход низкопотенциального теплоносителя от ТЭЦ, кг/с;
 N_e – мощность привода компрессора, кВт;
 $\mathcal{E}_{тн}$ – потребность привода компрессора теплового насоса в электроэнергии, кВт час/год;
 w – скорость воды в трубопроводе, м/с;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 P_d – динамическое давление, Па;
 R – удельные потери давления на трение, Па/м;
 H – напор, развиваемый насосом, м;
 ΔP – суммарные потери давления в трубопроводах, Па;
 N – мощность электродвигателя сетевого насоса, кВт;
 W – годовое потребление электрической энергии сетевым насосом, кВт·ч/год;
 $B_e^{год}$ – годовая потребность в электроэнергии, кВт·ч/год.

$C_{тн}$ – стоимость теплового насоса, млн.руб.;
 $C_{мр}$ – стоимость монтажа ЦТП системы теплоснабжения с тепловым насосом, млн. руб.;
 $C_{м.тр.}$ – стоимость монтажных работ прокладки трубопровода, млн. руб.;
 $C_{сист.отоп.}$ – общие капиталовложения тепловые сети и тепловые пункты, млн. руб.;
 $KB_{тнс}$ – капитальные вложения в систему теплоснабжения, млн. руб.;
 $Ис$ – годовые издержки по оплате сырья, электроэнергии и др., млн. руб.;
 $Изп$ – годовые издержки по заработной плате, млн. руб.;
 $Иа$ – годовые амортизационные отчисления, млн. руб.;
 $Ир$ – годовые затраты на ремонт основных производственных фондов, млн. руб.;
 $Ив$ – годовые издержки на приобретение вспомогательных материалов для производства, млн. руб.;
 $Ипр$ – прочие годовые издержки (непроизводственного характера), млн. руб.;
 $Сб_{тн}$ – себестоимость производства тепловой энергии с помощью тепловых насосов, руб/МВт·ч;
 \mathcal{E} – годовая экономия, млн. руб.;
 NPV – чистый дисконтированный доход, млн.руб.

Вывод результатов расчета: $B_e^{год}$ – годовая потребность в электроэнергии, кВт·ч/год; KB – капитальные вложения, млн. руб./год; $И$ – издержки производства, млн.руб., NPV – чистый дисконтированный доход, млн.руб.

Конец

Рисунок 5.1 – Алгоритм определения чистой дисконтированной прибыли при применении тепловых насосов

Расчет годовой потребности в электрической энергии (кВт·ч/год) тепловым насосом [77] производится путем суммирования расходов электрической энергии на каждом режиме работы теплового насоса. Коэффициент преобразования ТН $\mu_{ТН}$ главным образом зависит от разности температур испарения и конденсации фреона Δt и лишь в небольшой степени от типа используемого рабочего агента. Зависимость $\mu_{ТН}$ от Δt для выбранных нами фреонов можно выразить формулой:

$$\mu_{ТН} = 42,3 \cdot \Delta t^{-0,62}. \quad (5.2)$$

С другой стороны, коэффициент преобразования ТН представляет собой отношение выработанной тепловой энергии к затратам электроэнергии.

$$\mu_{ТН} = \frac{Q_{ПТ}}{Ne} = 1 + \frac{(1-X)Q_{НПИ}}{Ne}, \quad (5.3)$$

где X – доля образовавшегося пара рабочего тела при дросселировании;

$Q_{ПТ}$ – полезная теплота, переданная потребителю, кВт;

Ne – мощность привода компрессора, кВт;

$Q_{НПИ}$ – теплота низкопотенциального источника, кВт.

В результате получаем зависимости:

$$\frac{Q_{ТН}}{Ne} = 42,3 \cdot \Delta t^{-0,62}; \quad (5.4)$$

$$Ne = \frac{Q_{ТН}}{42,3 \cdot \Delta t^{-0,62}}, \text{ кВт}. \quad (5.5)$$

Количество сбросной теплоты ТЭЦ для системы теплоснабжения можно определить как

$$Q_{НПИ} = \left(1 - \frac{1}{\mu}\right) Q_{ПТ}, \text{ кВт}. \quad (5.6)$$

Тогда расход низкопотенциального теплоносителя от ТЭЦ определится как:

$$G_{НПИ} = \frac{Q_{НПИ}}{4,18 \cdot \Delta t_{ИСП}}, \text{ кг/с} \quad (5.7)$$

где $\Delta t_{исп}$ – разница температур на входе и выходе в испаритель теплового насоса, и соответственно температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$.

Расчет годовой потребности в электрической энергии (кВт·ч/год) тепловым насосом [102] производится путем суммирования расходов электрической энергии на каждом режиме работы агрегата по формуле:

$$W = \sum_{i=1}^n (N_i \cdot \tau_i), \quad (5.8)$$

где N_i – мощность электродвигателя насоса при i -м режиме работы, кВт;

τ_i – время работы насоса, часы.

Мощность электродвигателя насоса определяется по формуле:

$$N = \frac{K_z \cdot G_{нпш} \cdot H}{102 \cdot \eta_n \cdot \eta_{пер}}, \quad \text{кВт} \quad (5.9)$$

где K_z – коэффициент запаса мощности электродвигателя

(при $G_{нпш} \leq 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $K_z = 1,2 - 1,3$; при $G_{нпш} > 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $K_z = 1,1 - 1,15$);

$G_{нпш}$ – производительность насоса, кг/с;

H – полный напор с учетом высоты всасывания, м.вод.ст.;

η_n – КПД насоса;

$\eta_{пер}$ – КПД передачи.

Методика определения напора сетевого насоса приведена в приложение Е.

Капитальные вложения предприятия – это затраты на: строительномонтажные работы при возведении зданий и сооружений, приобретение, монтаж и наладку машин и оборудования, проектно-изыскательные работы, подготовку и переподготовку кадров и др. [83, 105]:

$$KB_{тнс} = C_{тн} + C_{мр} + C_{систотоп.} + C_{м.тр.}, \quad (5.10)$$

где $C_{тн}$ – стоимость теплового насоса, руб.;

C_{mp} – стоимость монтажа ЦТП системы теплоснабжения с тепловым насосом, руб.;

$C_{м.тр.}$ – стоимость монтажных работ прокладки трубопровода, руб.;

$C_{сист.отоп.}$ – общие капиталовложения тепловые сети от ТЭЦ и капиталовложения в ЦТП:

$$C_{сист.отоп.} = C_{тр} + C_{авт} + C_{бак}, \quad (5.11)$$

Где $C_{тр}$ – капиталовложения в магистральный трубопровод, руб.;

$C_{авт}$ – стоимость автоматизированного теплового пункта, руб.;

$C_{бак}$ – стоимость бака-аккумулятора, руб.

$$C_{тр} = Ц_{тр} \cdot l, \quad (5.12)$$

где $Ц_{тр}$ – стоимость одного метра трубы выбранного диаметра, руб (приложение Ж).

Каждое предприятие стремится к получению возможно большего дохода от своей деятельности. В нашем случае экономия для предприятия будет зависеть от разницы себестоимости тепловой энергии от существующего источника и стоимости тепловой энергии при применении системы теплоснабжения с тепловыми насосами. Рассчитаем издержки производства тепловой энергии тепловыми насосами по статьям затрат [84]:

$$И = И_c + И_{зн} + И_a + И_p + И_e + И_{пр}, \quad (5.13)$$

где $И_c$ – годовые издержки по оплате сырья, материалов, комплектующих и других основных предметов труда в производственном процессе (затраты на электроэнергию для теплового насоса);

$И_{зн}$ – годовые издержки по заработной плате основного промышленно-производственного персонала, включая дополнительную заработную плату и отчисления на социальные нужды;

I_a – годовые амортизационные отчисления на реновацию основных производственных фондов;

I_p – годовые затраты на ремонт основных производственных фондов;

I_g – годовые издержки на приобретение вспомогательных материалов для производства (например, воды);

I_{np} – прочие годовые издержки (непроизводственного характера).

Детальная методика расчета отдельных элементов годовых затрат представлена в [116,92].

Методика определения капитальных затрат в тепловые сети при различных вариантах способах прокладки и различных типах грунта приведена в приложении 3.

Расчет каждой составляющей:

Топливная статья издержек определяется из условия, что на энергопредприятиях используется один вид топлива и только в период максимума нагрузки осуществляется переход на резервное топливо.

$$I_c = C_{mo} \cdot B_o^{zod}, \quad (5.14)$$

где C_{mo} - цена за единицу электроэнергии, руб./кВт час;

B_o^{zod} - годовая потребность в электроэнергии, кВт.

$$B_o^{zod} = \mathcal{E}_{thy} \cdot n + W, \quad (5.15)$$

где \mathcal{E}_{TH} – потребность привода компрессора теплового насоса в электроэнергии, кВт·час/год;

W – годовое потребление электрической энергии (кВт·час/год) сетевыми насосами.

Издержки по оплате труда

$$I_{zn} = \Phi_{zn} (1 + P_{ocn}) \mathcal{C}, \quad (5.16)$$

где Φ_{zn} – фонд заработной платы (без премий, выплачиваемых за счет прибыли);

$P_{осн}$ – коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды (0,3);

$Ч$ – средняя списочная численность основного производственно-промышленного персонала (без административно-управленческих кадров).

Амортизационная составляющая издержек производства определяется по нормам амортизации $N_{ам}$ для каждого вида основных производственных фондов $\Phi_{осн}$:

$$I_a = \Phi_{осн} \cdot N_{ам}, \quad (5.17)$$

Годовые затраты на ремонт основных производственных фондов I_p определяются следующим образом:

$$I_p = 0,3 \cdot I_a, \quad (5.18)$$

где 0,3 – норматив отчислений в ремонтный фонд по i -тому виду производственного оборудования.

Затраты на вспомогательные материалы рассчитываются по формуле:

$$I_в = \sum (Ц_{ви}^i \cdot M_{ви}^i), \quad (5.19)$$

где $Ц_{ви}^i$ – цена за единицу вспомогательного материала i -того вида;

$M_{ви}^i$ – годовая потребность в i -том вспомогательном материале.

Прочие расходы рассчитываются в процентах от расходов:

$$I_{пр} = (I_c + I_{зн} + I_a + I_p + I_в + I_{пр}) K_{пр}, \quad (5.20)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент прочих затрат.

Себестоимость производства тепловой энергии с помощью тепловых насосов:

$$C_{мну} = I / Q_m^{мну}, \quad (5.21)$$

где $Q_m^{мну}$ – тепловая энергия, вырабатываемая тепловыми насосами в год.

Годовая экономия определяется по формуле:

$$\Xi = (C\bar{b}_{1MBm\cdot ч\text{ усн}} - C\bar{b}_{1MBm\cdot ч\text{ тнн}})Q_{MBm\cdot ч\text{ тнн}}(1 - H_{cm}) + I_a. \quad (5.22)$$

Поскольку инвестиции в развитие материально-технической базы в энергетике зачастую осуществляются одномоментно, то чистый дисконтированный доход (NPV) определяется по формуле [116]:

$$NPV = \sum_{t=1}^T R_t \cdot a^t - R, \quad (5.23)$$

где R_t - размер чистых денежных поступлений от инвестиционных вложений;

a^t - коэффициент дисконтирования, рассчитываемый в виде:

$$a^t = \frac{1 - (1 + q)^{-T}}{q}, \quad (5.24)$$

где K – размер единовременных инвестиций.

q – ставка рефинансирования Центрального Банка РФ (15 %)

Используя приведенные выше методики, в среде Excel составим компьютерную модель расчета чистого дисконтированного дохода [39, 40,103-105,110].

С помощью множественной линейной регрессии найдем аналитическую зависимость чистой дисконтированной прибыли от длины трубопровода (l , м), диаметра трубопровода (d , м) и тепловой нагрузки группы потребителей (q , МВт) при внедрении системы теплоснабжения с тепловыми насосами, утилизирующими низкопотенциальную теплоту ТЭЦ.

Математическое описание зависимости $NPV = f(l_{TP}, q, d)$ представим в виде уравнения

$$NPV = b_0 + b_1 d + b_2 l + b_{11} d^2 + b_{22} l^2 + b_{33} q^2. \quad (5.25)$$

Такое уравнение называют уравнением регрессии, а коэффициенты – коэффициентами регрессии.

С помощью метод ортогонального центрального композиционного планирования найдем математическое описание зависимости $NPV = f(l_{TP}, q, d)$ в виде уравнения [52]:

$$\begin{aligned}
 y = & b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n + \\
 & b_{12} \cdot X_1 \cdot X_2 + \dots + b_{(n-1)n} \cdot X_{n-1} \cdot X_n \\
 & + b_{11} \cdot X_1^2 + b_{22} \cdot X_2^2 + \dots + b_{nn} \cdot X_n^2
 \end{aligned}
 \tag{5.26}$$

Для трех переменных формула 5.26 примет вид:

$$\begin{aligned}
 y = & b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + b_3 \cdot X_3 + \\
 & b_{12} \cdot X_1 \cdot X_2 + b_{13} \cdot X_1 \cdot X_3 + b_{23} \cdot X_2 \cdot X_3 + \\
 & + b_{11} \cdot X_1^2 + b_{22} \cdot X_2^2 + b_{33} \cdot X_3^2
 \end{aligned}
 \tag{5.27}$$

Исходные данные кодирования факторов и матрица планирования полнофакторного эксперимента [55] представлены в таблице 5.1 и 5.2. Система опытов проводится со всеми возможными неповторяющимися комбинациями верхнего, среднего и нижнего уровней факторов.

Таблица 5.1 – Кодирование факторов

Обозначение	Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Единицы измерения	Середины диапазонов	Шаг варьирования фактора
x1	d	300	420	мм	360	60
x2	L	5	10	км	7,5	2,5
x3	q	12	17	Гкал/час	14,5	2,5

Таблица 5.2 – Матрица планирования эксперимента

Номер опыта	Факторы									
	x_0	x_1	x_2	x_3	$x_1 \cdot x_2$	$x_1 \cdot x_3$	$x_2 \cdot x_3$	x_1^2	x_2^2	x_3^2
1	1	-1	-1	-1	1	1	1	0,33333	0,33333	0,33333
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0,33333	0,33333	0,33333
3	1	-1	1	-1	-1	1	-1	0,33333	0,33333	0,33333
4	1	1	1	-1	1	-1	-1	0,33333	0,33333	0,33333
5	1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,33333	0,33333	0,33333
6	1	1	-1	1	-1	1	-1	0,33333	0,33333	0,33333
7	1	-1	1	1	-1	-1	1	0,33333	0,33333	0,33333
8	1	1	1	1	1	1	1	0,33333	0,33333	0,33333
9	1	-1	0	0	0	0	0	0,33333	-0,66667	-0,66667
10	1	1	0	0	0	0	0	0,33333	-0,66667	-0,66667
11	1	0	-1	0	0	0	0	-0,66667	0,33333	-0,66667
12	1	0	1	0	0	0	0	-0,66667	0,33333	-0,66667
13	1	0	0	-1	0	0	0	-0,66667	-0,66667	0,33333
14	1	0	0	1	0	0	0	-0,66667	-0,66667	0,33333
15	1	0	0	0	0	0	0	-0,66667	-0,66667	-0,66667

Рассчитаем регрессионную статистику с применением метода наименьших квадратов используя функцию ЛИНЕЙН. В приведенной ниже таблице 5.3 показано, в каком порядке возвращается дополнительная регрессионная статистика.

Таблица 5.3 – Порядок возвращения дополнительной регрессионной статистики

b_n	b_{n-1}	...	B_2	b_1	b_0
se_n	se_{n-1}		Se_2	se_1	se_0
R^2	se_v	...			
F	df				
SS _{reg}	SS _{resid}				

В таблице 5.4 приведено описание дополнительной регрессионной статистики.

Таблица 5.4 – Дополнительная регрессионная статистика

Величина	Описание
se1,se2,...,sen	Стандартные значения ошибок для коэффициентов m_1, m_2, \dots, m_n .
seb	Стандартное значение ошибки для постоянной b (seb = #Н/Д, если аргумент <i>конст</i> имеет значение ЛОЖЬ).
r2	Коэффициент определения.
sey	Стандартная ошибка для оценки y .
F	F-статистика или F-наблюдаемое значение.
df	Степени свободы.
ssreg	Регрессионная сумма квадратов.
ssresid	Остаточная сумма квадратов.

В качестве исходных данных (таблица 5.5) примем рассчитанный в среде Excel параметр NPV , руб. основанный на:

- l – длина тепловой сети, км;
- q – нагрузка потребителей, Гкал/ч;
- d – диаметр трубопровода, мм.

Таблица 5.5 – Исходные данные, полученные в среде Excel

NPV	d	l	q	d^2	l^2	q^2
70127527	300	5	12	90000	25	144
72237130	420	5	12	176400	25	144
40792085	300	10	12	90000	100	144
48186844	420	10	12	176400	100	144
88879642	300	5	17	90000	25	289
109816138	420	5	17	176400	25	289
88879642	300	5	17	90000	100	289
82599444	420	10	17	176400	100	289
59262970	300	7,5	14	90000	56,25	210,25
74765370	420	7,5	14	176400	56,25	210,25
87216810	360	5	14	129600	25	210,25
62550325	360	10	14	129600	100	210,25
62311130	360	7,5	12	129600	56,25	144
91757036	360	7,5	17	129600	56,25	289
74265849	360	7,5	14	129600	56,25	210,25

Результаты применения функции ЛИНЕЙН приведены в таблице 5.6

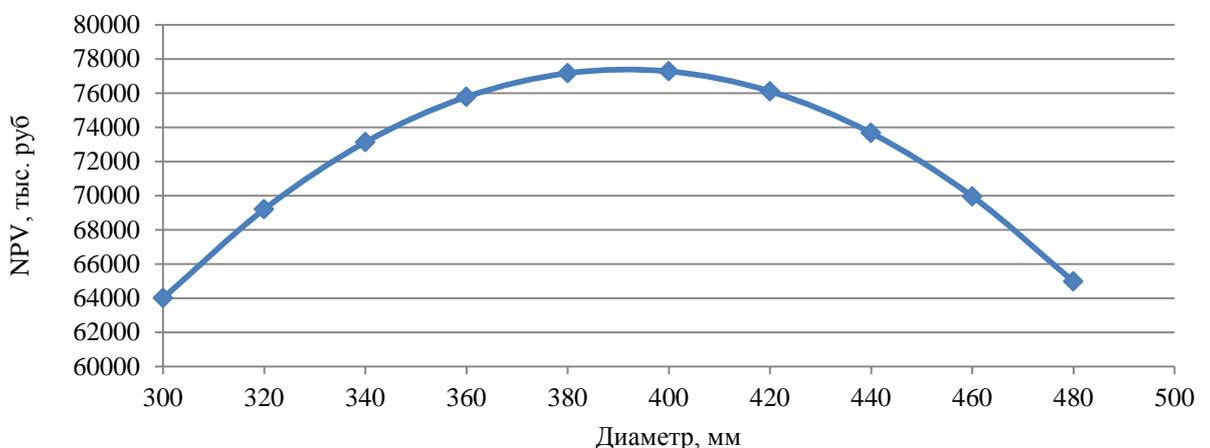
Таблица 5.6 – Результаты применения функции ЛИНЕЙН

b6	b5	b4	b3	b2	b1	b0
-162,6	-55,7	-1,6	10610,2	-4177,9	1247,1	-248495,1
289,1	62,1	0,7	8377,5	999,9	479,8	118342,1
1,0	3923,7	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д
48,0	8,0	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д
4438246215,5	123166342,4	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д

С помощью приведенного выше алгоритм проведена технико-экономическая оценка применения тепловых насосов, использующих сбросную теплоту ТЭЦ в городе Тюмень, при использовании тепловых насосов НТ-3000 (приложение А) и получена следующая зависимость [56]:

$$NPV = -248495 + 1247 \cdot d - 4178 \cdot l + 10610 \cdot q - 1,59 \cdot d^2 - 55,684 \cdot l^2 - 162,576 \cdot q^2. \quad (5.28)$$

Используя полученную зависимость, можно определить выгодный диаметр тепловой сети при заданной удаленности потребителей и их нагрузки. Например, при нагрузке потребителей 10,318 МВт и удаленности от ТЭЦ в 5 км самый выгодный диаметр трубопровода от ТЭЦ составляет 390 мм, при этом NPV при замене существующего источника теплоты составляет 77,374 млн. руб. (рис. 5.2).

Рисунок 5.2 – Зависимости $NPV = f(d)$

5.2. Экономические показатели систем теплоснабжения

Выполнено сравнения пяти вариантов теплоснабжения планировочного района г. Тюмени № 12 – «Патрушевский» приведенных во второй главе по экономическим показателям.

Затраты на тепловую энергию от ТЭЦ при стоимости 1800 руб./Гкал превышают затраты на покупку электроэнергии (рис. 5.3), что влечет снижение стоимости теплоты для потребителей. При этом дисконтированный срок окупаемости предлагаемой автором системы составляет около 6 лет и значительно отличается от сроков окупаемости других рассматриваемых вариантов (табл. 5.7).

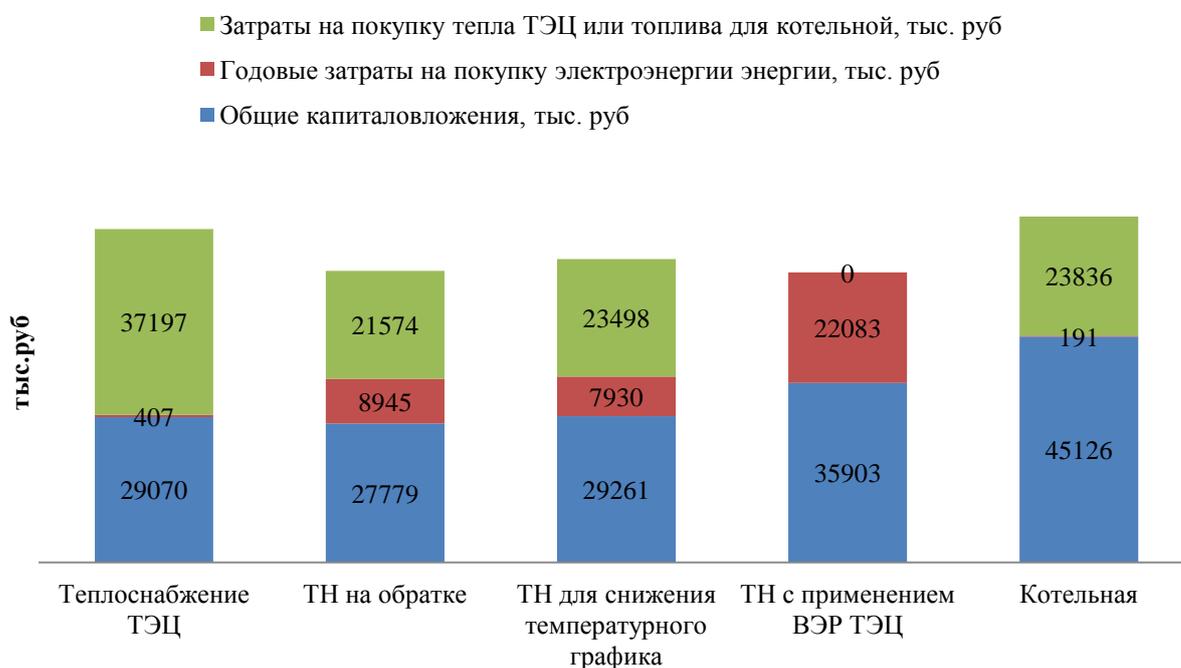


Рисунок 5.3 – Затраты в различные системы теплоснабжения

Таблица 5.7 – Экономические показатели систем теплоснабжения

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант
Стоимость тепловых насосов, млн.руб.	0	9,537	8,362	22,708	36,679
Общие капиталовложения в систему транспорта источника низкопотенциальной теплоты от ТЭЦ и капиталовложения в тепловой пункт	28,470	17,165	19,880	11,460	6,494

Продолжение таблицы 5.7

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант
Общие капиталовложения, млн.руб.	29,070	27,779	29,261	35,903	45,126
Приведенные капитальные вложения, млн.руб.	1,938	1,852	1,951	2,394	3,008
Годовые затраты на покупку электроэнергии энергии, млн.руб.	0,407	8,945	7,930	22,083	0,191
Затраты на покупку тепла ТЭЦ, млн.руб.	37,197	21,574	23,498	0	23,836
Себестоимость тепла, отданного потребителем, руб./Гкал	1790	1507	1548	1215	1232
Экономия, млн.руб./год	-	6,440	5,784	12,068	12,215
Чистый дисконтированный доход (NPV) млн.руб.	-	14,506	8,715	43,335	35,075
Суммарные дисконтированные затраты, млн.руб.	-	7 078,971	6 737,683	14 158,421	14 939,995
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	-	11,8	21,2	5,8	8,4

5.3. Выводы по главе 5

Предложено в качестве показателя эффективности применения тепловых насосов применять чистую дисконтированную прибыль. Рассмотрена методика определения затрат электроэнергии на привод тепловых насосов, затрат электроэнергии на транспорт теплоносителя, определения капиталовложений, экономии денежных и чистого дисконтированного (приведенного) дохода в результате применения тепловых насосов. Разработана аналитическая зависимость определения чистой дисконтированной прибыли, в результате внедрения тепловых насосов в централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ города Тюмень в зависимости от удаленности потребителей, тепловой нагрузки и диаметра трубопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнен обзор отечественных и зарубежных работ, направленных на изучение систем теплоснабжения с применением тепловых насосов.

Создана и защищена авторским свидетельством система централизованного теплоснабжения Пат. 2571361 Российская Федерация, МПКF24D 11/02, F01K17/02.

Основные результаты диссертации заключаются в следующем:

1. Выполнен обзор систем теплоснабжения с применением тепловых насосов. Большинство авторов предлагают использовать обратную сетевую воду в качестве источника низкопотенциальной теплоты или снижать температуры в подающем и обратном трубопроводе за счет применения ТН, что не всегда является рациональным решением. Проведен сравнительный анализ источников низкопотенциальной теплоты (ИНТ) на ПГУ-ТЭЦ и показана возможность их применения в тепловых насосах.

2. Разработана и запатентована система теплоснабжения, включающая ТЭЦ, соединенную трубопроводом сетевой воды с удаленными тепловыми пунктами, причем каждый тепловой пункт оборудован тепловым насосом системы отопления и тепловым насосом системы горячего водоснабжения. При этом по трубопроводу передается вода с температурой 40 °С, нагретая от тепловых вторичных энергоресурсов ТЭЦ. Выполнено сравнение разработанной системы теплоснабжения с четырьмя прочими системами при климатических параметрах, характерных для г. Тюмени, при подземной бесканальной прокладке и определена возможность ее применения при значительных потерях в тепловых сетях при допустимой удалённости потребителя теплоты. При нагрузке потребителей 10,318 МВт и протяженности тепловых сетей 5 км расчетные тепловые потери трубопроводов в системе теплоснабжения с температурным графиком 150/70 составляют 14%.

Применение тепловых насосов и снижение температуры воды в подающем трубопроводе до 100°C , а в обратном до 30°C позволяет снизить это значение до 5%. При передаче потребителю тепловых ВЭР ТЭЦ тепловые потери трубопроводов составляют 8% от мощности потребителей, но нет необходимости компенсировать данные потери за счет сжигания природного топлива.

3. Предложены эмпирические зависимости, позволяющие исследовать изменение коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на ТЭЦ за счет применения ТН в тепловых пунктах потребителей. Зависимости основаны на сравнении коэффициента трансформации теплового насоса и коэффициента, показывающего соотношение количества электроэнергии, невыработанной из-за отбора пара в турбине, к количеству выработанной тепловой энергии ТЭЦ. Учитывается выработка тепловой энергии тепловыми насосами, потери теплоты при транспорте теплоносителя и изменение отпуска электроэнергии. В результате появляется возможность оценить минимальный коэффициент трансформации теплового насоса, при котором их применение в тепловых пунктах потребителей эффективно влияет на технико-экономические показатели ТЭЦ. Достичь роста коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на ТЭЦ возможно только при применении вторичных энергоресурсов в качестве источника низкопотенциальной теплоты (в рассматриваемом примере на $0,1 \text{ кВт/кВт}$). Предложена аналитическая зависимость чистой дисконтированной прибыли при применении тепловых насосов, утилизирующих ВЭР ТЭЦ от длины трубопровода, диаметра трубопровода и тепловой нагрузки группы потребителей, позволяющая определять выгодный диаметр трубопроводов системы теплоснабжения с тепловыми насосами, использующими сбросное тепло ТЭЦ Тюмени. При правильно выбранном диаметре трубопроводов достигаются баланс между затратами электроэнергии на транспорт

теплоносителя, тепловыми потерями трубопроводов и капитальными вложениями при применении низкотемпературных тепловых сетей.

4. Предложена методика выбора трассы тепловых сетей на основе метода построения минимального дерева, корнем которого является источник тепла. При этом минимальным является не просто наикратчайшее расстояние между тепловыми пунктами, а численное значение, названное критерием сложности. Критерий сложности определяется на основе структурированной сетки как сумма значений ячеек, соответствующих месту прокладки трубопровода. Значения ячеек определяются по трем группам факторов: воздействие окружающей среды и близлежащих объектов на износ трубопровода, возможность совмещения с другими инженерными системами и показатели, влияющие на стоимость проведения ремонтных работ. Методика применяется ООО «Смарт инжиниринг» при согласовании проектных решений.

5. Предложена методика оценки эффективности существующих схем тепловой сети с учетом технологических, эксплуатационных, экологических и экономических групп факторов. В основе методики лежит утверждение, что с уменьшением расхода топлива и электроэнергии на выработку и транспортировку тепловой энергии, с уменьшением количества теряемой тепловой энергии при транспорте теплоносителя, со снижением нагрузки на окружающую среду и снижением капитальных и эксплуатационных затрат эффективность системы теплоснабжения увеличивается.

Рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы исследования: исследование способов снижения затрат электроэнергии на сжатие фреона в высокотемпературных тепловых насосах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ayou D. S., Wardhana M. F., Coronas A., Performance analysis of a reversible water/LiBr absorption heat pump connected to district heating network in warm and cold climates // *Energy*. – 2023. – № 268. – P. 126679, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126679>.
2. Barco-Burgos J. Review on the integration of high-temperature heat pumps in district heating and cooling networks/ Barco-Burgos J., Bruno J.C., Eicker U., Saldaña-Robles A.L., Alcántar-Camarena V. // *Energy*. – 2022. – № 239, Part E. – P. 122378, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122378>.
3. Billerbeck A. Policy frameworks for district heating: A comprehensive overview and analysis of regulations and support measures across Europe/ Billerbeck A., Breitschopf B., Winkler J., Burger V., Kohler B., Vacquet A., Popovski E., Fallahnejad M., Kranzl L., Ragwitz M. // *Energy Policy*. – 2023. – № 173. – P. 1133-1177, ISSN 0301-4215. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113377>.
4. Bloess A, Schill WP, Zerrahn A. Power-to-heat for renewable energy integration: a review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials // *Appl Energy*. – 2018. – 212. – P. 1611–1626, ISSN 0306-2619. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>.
5. Boldrini A. The role of district heating systems to provide balancing services in the European Union/ Boldrini A., Jiménez Navarro J.P., Crijns-Graus W.H.J., Broek M.A. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2022. – 154. – P. 11853, ISSN 1364-0321. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>.
6. Besner R., Environmental and economic analysis of sector-coupling battery energy storage systems used for frequency containment reserve/ Besner R., Wigger H., Draheim P., Brand-Daniels U., Vogt T. // *Journal of Energy Storage*. –

2023. – № 68. – 107743, ISSN 2352-152X. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107743>.

7. Calise F. A comparative thermoeconomic analysis of fourth generation and fifth generation district heating and cooling networks / Calise F., Cappiello F.L., Cimmino L., Dentice d'Accadia M., Vicidomini M. // *Energy*. – 2023. – № 284. – P. 128561, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128561>.

8. Denysova, A. Energy Efficiency of Heat Pumps Heating Systems at Subsoil Waters for South-East Regions of Europe / Denysova, A., Klymchuk, O., Ivanova, L., Zhaivoron, O. // *Problemele Energeticii Regionale*. – 2020. – 4(48), P. 78-89. ISSN 1857-0070. DOI: 10.5281/zenodo.4317115

9. Galindo-Fernandez M. Integrating renewable and waste heat and cold sources into district heating and cooling systems – case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications/ Galindo-Fernandez M., Bacquet A., Bensadi S., Morisot P., Oger A. // *Publications Office of the European Union*. – 2021. <https://doi.org/10.2760/111509>.

10. Guelpa E, Verda V. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: a review // *Appl Energy*. – 2019. – 252. – P. 1134-1174. ISSN 0306-2619. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>.

11. Ganesan P., Eikevik T. M. New zeotropic CO₂-based refrigerant mixtures for cascade high-temperature heat pump to reach heat sink temperature up to 180 °C // *Energy Conversion and Management: X*. – 2023. – № 20. – 100407, ISSN 2590-1745. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100407>.

12. Hamid K. Potential evaluation of integrated high temperature heat pumps: A review of recent advances/ Hamid K., Sajjad U., Ulrich Ahrens M., Ren S., Ganesan P., Tolstorebrov I., Arshad A., Said Z., Hafner A., Wang C., Wang R., Eikevik T. M. // *Applied Thermal Engineering*. – 2023. – № 230, Part A. – P. 120720, ISSN 1359-4311. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120720>.

13. Iov F, Khatibi M, Bendtsen JD. On the participation of power-to-heat assets in frequency regulation markets-a Danish case study//Energies. – 2020. – № 13(18). – P. 4608, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3390/en13184608>

14. Jimenez-Navarro JP. Coupling the heating and power sectors: the role of centralised combined heat and power plants and district heat in a European decarbonised power system / Jimenez-Navarro JP, Kavvadias K, Filippidou F, Pavicevic M. // Appl Energy. – 2020. – № 270. – P. 115-134, ISSN 0306-2619. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115134>.

15. Kontu K., Rinne S., Junnila S. Introducing modern heat pumps to existing district heating systems – Global lessons from viable decarbonizing of district heating in Finland // Energy. – № 166. – 2019, P. 862-870, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.077>.

16. Lygnerud K. Business models combining heat pumps and district heating in buildings generate cost and emission savings/ Lygnerud K., Ottosson J., Kensby J., Johansson L. // Energy. – 2021. – № 234. P. 121202, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121202>.

17. Ma Z., Knotzer A., Billanes J.D., Jorgensen B.N. A literature review of energy flexibility in district heating with a survey of the stakeholders' participation // Renew Sustain Energy Rev. – 2020. – № 123, ISSN 1364-0321. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>

18. Melkumov V.N. Choosing a mathematical model of heat supply network route/ V.N. Melkumov, I.S. Kuznetsov, V.N. Kobelev // Scientific Herald of the Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering. Construction and Architecture. – 2012. – № 1 (13). – P. 17–23.

19. Mor G. Operation and energy flexibility evaluation of direct load controlled buildings equipped with heat pumps / Mor G., Cipriano J., Grillone B., Amblard F., Parakkal Menon R., Page J., Brennenstuhl M., Pietruschka D.,

Baumer R., Eicker U. // *Energy and Buildings*. – 2021. – № 253. – P.111484, ISSN 0378-7788. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111484>.

20. O'Hegarty R., Kinnane O., Lennon D., Colclough S. Air-to-water heat pumps: Review and analysis of the performance gap between in-use and product rated performance, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2022. – № 155. P. 11887, ISSN 1364-0321. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111887>.

21. Ostergaard P. A., Andersen A.N. Optimal heat storage in district energy plants with heat pumps and electrolyzers // *Energy*. – 2023. – № 275. – P. 127423, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127423>.

22. Pesola A. Cost-optimization model to design and operate hybrid heating systems – Case study of district heating system with decentralized heat pumps in Finland // *Energy*. – 2023. – № 281. – P. 128241, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128241>.

23. Ruhnau O, Hirth L, Praktiknjo A. Heating with wind: economics of heat pumps and variable renewables // *Energy Econ*. – 2020. – 92, ISSN 0140-9883. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104967>.

24. Tomita K. Electricity adjustment by aggregation control of multiple district heating and cooling systems/ Tomita K, Ito M, Hayashi Y, Yagi T, Tsukada T. // *Energy Procedia*. – 2018. – № 149. – P. 317–326. ISSN 1876-6102. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.195>.

25. Tretyakova P. Heat supply system in the areas remote from the centralized source: the case of Tyumen /Tretyakova, P. // *International Science and Technology Conference "EastConf"*. – 2019. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/334850185_Heat_Supply_System_in_the_Areas_Remote_from_the_Centralized_Source_The_Case_of_Tyumen

26. Tretyakova P. A. The comparison of thermal insulation materials for a process pipeline / Tretyakova, P.A., Stepanov, O. A., Tretyakova, T.V // *Materials Science Forum* 927 MSF. – 2018. – P. 176-182

27. Turk A., Wu Q., Zhang M., Ostergaard J. Day-ahead stochastic scheduling of integrated multi-energy system for flexibility synergy and uncertainty balancing // *Energy*. – 2020. – P. 117130, ISSN 0360-5442. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117130>

28. Vasilyev G. P., Peskov N. V., Lichman V. A., Gornov V. F., Kolesova M. V. Simulating the thermal operating conditions in the thermal wells of ground-source heat-pump heat supply systems. Part II: consideration of porous moisture phase transitions in soil // *Therm. Eng.* – 2015. – Т. 62. – № 10. – P. 751-756.

29. Vering C. Simulation-based design optimization of heat pump systems considering building variations / Vering C., Tanrikulu A., Mehrfeld P, Müller D. // *Energy and Buildings*. – 2021. – № 251. – P. 111310, ISSN 0378-7788. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111310>.

30. Wenxin Li, Xiangdong Li, Yong Wan, Jiyuan Tu. An integrated predictive model of the long-term performance of ground source heat pump (GSHP) systems. *Energy and Buildings*, 2018, vol.159, P.309 – 318.

31. Xiao S. Large heat pumps with hot water store in local heating systems – Investigation of operation strategies / Xiao S., Nefodov D., Richter M., Wördemann M., Urbaneck T. // *Journal of Energy Storage*. – 2023. – № 63. P. 106924, ISSN 2352-152X. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106924>.

32. Аверьянов В. К. Повышение эффективности использования тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения/ В. К. Аверьянов, Г. П. Васильев, А. С. Горшков // *Строительство: новые технологии – новое оборудование*. – 2019. – №9. – С. 43-52.

33. Андреев А. М. Подход к многокритериальной оптимизации на основе генетического алгоритма/ А. М. Андреев, И. М. Штуца // Интеллектуальные системы в производстве. – 2008. – № 2 (12). – С. 16–21.

34. Андриющенко А.И. Комбинированные системы энергоснабжения / А. И. Андриющенко // Теплоэнергетика. – 1997. – №5. – С. 2–6.

35. Андриющенко А. И. Экономия топлива от применения теплонасосных установок в системах теплоснабжения / А. И. Андриющенко // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов: сб. науч. тр. – Саратов: СГТУ, 1999. – С. 4–9.

36. Анохин А. Н. Методы экспертных оценок: учебное пособие / А. Н. Анохин. – Обнинск: ИАТЭ, 1996. – 148с.

37. Батищев Д. И. Многокритериальный выбор с учетом индивидуальных предпочтений / Д. И. Батищев, Д. Е. Шапошников // ИПФ РАН. Нижний Новгород. – 1994. – 92с.

38. Батухтин А. Г. Комплексное совершенствование технологий тепловой и нетрадиционной энергетики для повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения (на примере Забайкальского края): дис. на соиск. уч. ст. д-ра тех. наук / Батухтин Андрей Геннадьевич; ФГБОУ ВО "Забайкальский государственный университет. – Иркутск, 2022. – 338 с.

39. Батухтин А. Г. Моделирование современных систем централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, А.В. Калугин // Вестник ИрГТУ, 2011. – Т. 55. – № 8. – С. 84 – 91.

40. Батухтин А. Г. Применение оптимизационных моделей функционирования систем теплоснабжения для снижения себестоимости тепловой энергии и увеличения располагаемой мощности станции / А. Г. Батухтин, В. В. Маккавеев // Промышленная энергетика 2010. – № 3. – С. 7-8.

41. Башмаков И. А. Муниципальное энергетическое планирование / И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин // Энергосбережение. – 2004. – № 3. – С. 5–11.

42. Башмаков И. А. Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения / И. А. Башмаков // Энергосбережение. – 2010. – № 2. – С. 46–51.

43. Берзан В. П. Аспекты проблемы стимулирования внедрения тепловых насосов / В. П. Берзан, С. Г. Робу, М. Л. Шит // Проблемы региональной энергетики. – 2011. – № 1. – С. 91–94.

44. Бирюзова Е. А. Методы повышения энергоэффективности системы теплоснабжения / Е. А. Бирюзова // Известия Юго-Западного государственного университета. – 2011. – № 5-2 (38). – С. 389-392.

45. Богданов А. Б. Применение тепловых насосов в «большой» энергетике / А. Б. Богданов // Эффективность систем жизнеобеспечения города: материалы X Всерос. науч.-практ. конф. Красноярск, 25 – 26 ноября 2009. – 2009. – № 4. – С. 20–23.

46. Борисова П. Н. Сравнение традиционной и альтернативной систем энергоснабжения потребителя / П.Н. Борисова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2018. – № 5 (115). – С. 26-31

47. Бородихин И. В. Комбинированная система теплоснабжения с внутриквартальными ДВС как энергосберегающая технология / И. В. Бородихин // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: материалы V Рос. науч.-техн. конф. – 2006. – С. 34–37.

48. Бямбацогт П. Системная эффективность технологии комбинированного теплоснабжения на основе ТЭЦ с внутриквартальными тепловыми насосами: дис. ... канд. тех. наук. – Новосибирск, 2011. – 125 с.

49. Громов Н. К. Водяные тепловые сети: справочное пособие по проектированию / Н. К. Громов [и др.]. – М.: Энергостройиздат, 1988. – 376 с.

50. Даутов Р. Р. Модернизация системы теплоснабжения с применением теплового насоса / Р. Р. Даутов // Тинчуринские чтения – 2021 «Энергетика и цифровая трансформация» / Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. – Казань. – 2021. – С. 114-116. EDN: XIKKYI

51. Дилигенский Н. В. Методы системного анализа для многокритериального оценивания и повышения энергетической эффективности объектов и систем децентрализованного теплоснабжения / Н. В. Дилигенский, В. И. Немченко, М. В. Посашков // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – Самара. – 2011. – Т.13(37) № 4(4). – С. 949 - 956.

52. Дмитриев А. Н., Васильев Г. П., Юрченко В. А. Моделирование экономической эффективности применения геотермальных теплонасосных систем нового поколения для управления проектами теплохладоснабжения зданий в России на примере Ярославской области // Современные проблемы управления проектами в инвестиционно-строительной сфере и природопользовании. – 2017. – С. 87-92. EDN: YMTRIJ

53. Ермолаев Е. Е. Развитие системы управления коммунальным хозяйством / Е.Е. Ермолаев, Е.А. Склярова // Вестник Самарского государственного университета. – 2015. – № 5 (127). – С. 166–172.

54. Жилиев Э. С. Утилизация сбросной теплоты ЦОД. Источники низкопотенциальной теплоты // Интернаука / eISSN: 2687-0142. – 2023. – № 24-3 (294). – С. 25-26

55. Звонарев С. В. Основы математического моделирования: учебное пособие / С. В. Звонарев. – Екатеринбург: Урал. ун-та, 2019. – 112 с.

56. Инженерный эксперимент: учебное пособие / сост. В.И. Ляшков. – Тамбов: ТГТУ, 2014. – 81 с.

57. Кикичев Н. Г. Техничко-технологическая и эколого-экономическая надежность бесканальных тепловых сетей / Н. Г. Кикичев // Известия Южного Федерального Университета. Технические науки. – 2006. – №12. – С.142–146.

58. Китаев Д. Н. Вариантное проектирование систем теплоснабжения с учетом надежности тепловой сети / Д. Н. Китаев // Молодой ученый. – 2010. – № 7. – С. 46–48.

59. Кобелев В. Н. Выбор оптимальной структуры тепловых сетей: дис. канд. тех. наук 05.23.03. – Курск. – 2011. – 129 с.

60. Козлов С. А. О применении ТН для использования тепла из обратного трубопровода теплосети ТЭЦ, или почему забыли про потребителя / С. А. Козлов // Новости теплоснабжения. – 2011. – №5. – С.32-33

61. Колыхаева Ю. А. Комплексная оценка эффективности функционирования системы теплоснабжения / Ю. А. Колыхаева, К. Э. Филюшина // Проблемы современной экономики. – 2012. – № 1 (41). – С. 322 – 324.

62. Косяков С. В. Повышение эффективности эксплуатации систем централизованного теплоснабжения на основе применения информационной системы мониторинга тепловых сетей / С. В. Косяков, А. М. Садыков, В. В. Сенников, В. В. Смирнов // Вестник ИГЭУ. Вып. 2. – 2018. – № 2. – С. 57-66.

63. Кузнецов И. С. Поиск маршрута прокладки инженерных сетей с наименьшей стоимостью / И. С. Кузнецов, Р. Н. Кузнецов, А. А. Горских // Научный вестник Воронеж. гос. арх.-строит. ун-та. Строительство и архитектура. – 2009. – № 4 (16). – С. 31-38.

64. Ларин А. Б. Вопросы и проблемы энерго- и ресурсосбережения на ТЭС/ А. Б. Ларин, Е. А. Карпычев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2018. – № 1 (111). – С. 3-11

65. Логинова С. А., Тимошин А. А. Оценка перспектив применения теплонасосных систем теплоснабжения жилых зданий // Инженерно-строительный вестник Прикаспия ISSN: 2312-3702 DOI: 10.52684/2312-3702-2022-42-4-22-26. – 2022. – № 4 (42). – С. 22-26

66. Лотов А.В., Поспелова И.И. Многокритериальные задачи принятия решений: учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 197 с.

67. Мазурова О. К. К оценке эффективности переохлаждения для ряда хладагентов в теплонасосном цикле / Мазурова О. К. Чебанова Т. О.// (ИГУПИТ) Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ». – 2013 – № 3. – 6 с.

68. Макаров М. С. Анализ влияния применения энергосберегающих технологий на тарифы поставщиков тепловой энергии / Макаров М. С, Хачалов Ш. Г, Прихожаев А. И. Исаев Я. В, Иванов О. Д, Мызников К. О, Зайцев Р. И, Полозова М. В. // Экономика и предпринимательство ISSN: 1999-2300. – 2023. – № 7 (156). – С. 1091-1094.

69. Матвеева А. А Расчет показателей экономичности газотурбинных и парогазовых установок. – Томск: ТПУ, 2014. – 40 с.

70. Мелькумов В. Н. Задача поиска оптимальной структуры тепловых сетей / В. Н. Мелькумов, И. С. Кузнецов, В. Н. Кобелев // Научный вестник Воронеж. гос. арх.-строит. ун-та. Строительство и архитектура. – 2011. – № 2 (22). – С. 37-43.

71. Мелькумов В. Н. Моделирование структуры инженерных сетей при территориальном планировании города / В. Н. Мелькумов, С. В. Чуйкин, А. М. Папшицкий, К. А. Скляр // Научный вестник Воронежского ГАСУ. Строительство и архитектура. – 2015. – № 2 (38). – С. 41-48.

72. Мелькумов В. Н. Мониторинг надежности тепловых сетей / В. Н. Мелькумов, С. Н. Кузнецов, К. А. Скляр, А. А. Горских // Научный вестник Воронеж. гос. арх.-строит. ун-та. Строительство и архитектура. – 2010. – № 1. – С. 52-58.

73. Молодкина М. А. Повышение технико-экономических показателей парогазовых тепловых электростанций путем утилизации низкопотенциальной теплоты с использованием тепловых насосов: Автореф. дис. канд. тех. наук. – СПб., 2012. – 16 с.

74. Мунябин Л. И. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции / Л. И. Мунябин, Н. Н. Арефьев // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 4. – С. 35-38.

75. Мягков М. С. Экологическое решение вопроса по теплоснабжению Куркино / М. С. Мягков // АВОК. – № 6. – 2003. – 39.

76. Николаев Ю. Е. Определение эффективности тепловых насосов, использующих теплоту обратной сетевой воды ТЭЦ / Ю.Е. Николаев, А.Ю. Бакшеев // Промышленная энергетика. – 2007. – № 9. – С. 14-17.

77. Ноздренко Г. В. Техничко-экономические показатели новой технологии комбинированного энергоснабжения с ПГУ и термотрансформаторами / Г. В. Ноздренко, О. К. Григорьева, А. А. Францева, Ф. А. Серант, В. Г. Томилов, Ю. В. Овчинников // Доклады АН ВШ РФ. – 2012. – №1(18). – С.112-115.

78. Ноздренко Г. В. Эффективность ТЭЦ с газосетевым подогревателем и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами / Г. В. Ноздренко, О. К. Григорьева, А. А. Францева, П. Бямбоцогт // Научный вестник НГТУ. – Новосибирск. – 2011. – № 1. – С. 181-186.

79. Овсянник А. В. Энергетическая эффективность внедрения теплонасосных установок в технологический цикл мини-ТЭЦ / А. В. Овсянник, И. И. Мацко // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П. О. Сухого. – 2011. – № 1 (44). – С. 74-78.

80. Олейникова Е. Н. Исследование и оптимизация теплонасосных установок в структуре схем ПГУ-ТЭЦ: дис. канд. тех. наук: 05.14.14 / Олейникова Евгения Николаевна. – М., 2015. – С. 98-101.

81. Орлов А. И. Организационно-экономическое моделирование: теория принятия решений : учебник. – М. : КноРус, 2020. – 568 с

82. Орлов А. И. Экспертные оценки / А.И. Орлов // Заводская лаборатория. – 2008. – Т. 62. – №1. – С. 54–60.

83. Остапчук Е.Г, Щербакова Е.Н., Фирцева С.В. Развитие методических основ технико-экономических обоснований инвестиций в теплоэнергетике // Инновации и инвестиции. – 2019. – № 11. – с. 16-21.

84. Панков А. С. Повышение эффективности систем обеспечения микроклимата помещений / А. С. Панков, Д. Ю. Меньшаков, С. А. Логинова // Будущее науки – 2022. – Курск. – С. 427-430.

85. Пат. 2163327 Российская Федерация, МПК7 F 24 D 3/08. Способ централизованного теплоснабжения / Томилов В.Г., Пугач Ю.Л., Ноздренко Г.В., Пугач Л.И., Овчинников Ю.В., Щинников П.А., Капустин В.А., Евтушенко Е.А., Сазонов И.Н., Ловцов А.А., Травников Ю.С., Школьников С.С.. – № 2000107258/06; заявл. 23.03.2000; опубл. 20.02.2001, Бюл. № 35. – 7 с.

86. Пат. 2170885 Российская Федерация, МПК7F24D15/04, F01K17/02. Система теплоэнергоснабжения / Данилов В.В., Славин В.С.; заявитель и патентообладатель Данилов В.В., Славин В.С. – № 2000118569/06; заявл. 17.07.2000; опубл. 20.07.2001, Бюл. № 18. – 6 с.

87. Пат. 2235249 (RU). Способ теплоснабжения/В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов, И.Н. Шепелев // Бюл.. 2004. № 24. Заявл. 28.03.2003, № 2003108707/06. Опубл. 27.08.2004.

88. Пат. 2239129 Российская Федерация, МПК7 F 24 D 3/08. Способ теплоснабжения / Стенин В.А.; заявитель и патентообладатель Стенин В.А. – № 2003102574/06; заявл. 30.01.2003; опубл. 30.01.2003, Бюл. № 22. – 6 с.

89. Пат. 2266479 Российская Федерация, МПК7 F 24 D 3/08. Способ теплоснабжения / Стенин В.А.; заявитель и патентообладатель Стенин В.А. – № 2004116406/03; заявл. 31.05.2004; опубл. 20.12.2005, Бюл. № 35. – 7 с.

90. Пат. 2320930 Российская Федерация, МПК7 F 24 D 11/02. Система однотрубного теплоснабжения / Проценко В. П.; заявитель и патентообладатель Проценко В. П. – № 2006139191/03; заявл. 08.11.2006; опубл. 27.03.2008, Бюл. № 9. – 6 с.

91. Пат. 2571361 Российская Федерация, МПКF24D 11/02, F01K17/02. Система централизованного теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения / Третьякова П.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ

ВПО "Тюменский государственный архитектурно-строительный университет". – № 2014141144/12; заявл. 13.10.2014; опубл. 13.10.2014, Бюл. № 18. – 6 с.

92. Петин А. Ю. Тепловые насосы в теплоснабжении / А. Ю. Петин // Новости теплоснабжения. – №11. – 2001. – С. 42-43.

93. Петрова Н. С. Методы определения весовых коэффициентов при согласовании результатов оценки / Н. С. Петрова // Муниципальное управление в условиях административной реформы. – 2016. – №1. – С. 96-10.

94. Половко А. М. Основы теории надежности: практикум / А. М. Половко, С. В. Гуров. – СПб: БХВ-Петербург, 2006. – С. 293-302.

95. Постникова В. В. Применение тепловых насосов в системе централизованного теплоснабжения // Молодой ученый ISSN: 2072-0297eISSN: 2077-8295. – 2022. – № 45 (440) . – С. 27-29

96. Рачков М. Р. Разработка методики оценки эффективности эксплуатации систем централизованного теплоснабжения малых населенных пунктов/ М. Р Рачков, В. М. Мельников // Вестник ИГЭУ. – 2017. – №4. – с. 13-20.

97. Реев В.Г. Расчет цикла теплового насоса при различных источниках низкопотенциального тепла в условиях Арктики республики Саха (Якутия) DOI: 10.25587/SVFU.2023.66.41.003. – 2023. – № 2. – С. 25-34.

98. Резанов, Е. М. Повышение эффективности работы тепловых насосов в системах теплоснабжения зданий и сооружений / Е. М. Резанов, В. В. Коршунова // Инновационные производственные технологии и ресурсосберегающая энергетика. – 2021. – С. 360- 365. EDN: ZLEBWE

99. Ротов П. В. О зонировании температурного графика центрального регулирования нагрузки теплофикационных систем / П. В. Ротов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 6. – С. 21–25.

100. Ротов П. В. О работе систем теплоснабжения без излома температурного графика / П. В. Ротов, М. Е. Орлов, В. И. Шарапов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2012. – №2. – С.24-28.

101. Семенов В. Н. Влияние энергосберегающих технологий на развитие тепловых сетей / В. Н. Семенов, Э. В. Сазонов, Д. Н. Китаев, О. В. Тертычный, Т. В. Щукина // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2013. – № 8 (656). – С. 78–83.

102. Семенов В. Г. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей / В. Г.Семенов, Р. Н. Разоренов // Новости теплоснабжения. – 2006. – № 6. – С. 36–38.

103. Соколов А. А. Системная эффективность отопительных ПГУ ТЭЦ в системах теплоэнергоснабжения: дис. канд. техн. наук: 05.14.01 / Соколов Андрей Анатольевич. – Саратов, 2004. – 190 с.

104. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – Изд.9-е. – М.: Изд. дом МЭИ, 2009. – 472 с.

105. Соколова О. А. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов создания систем теплоснабжения / О. А. Соколова // Вестник ИНЖЭКОНа. Сер. Экономика. – 2009. – № 2(29). – С. 395–398.

106. Степанов О. А. Возможность применения тепловых насосов на тюменской ТЭЦ-1/ О. А. Степанов, П. А. Третьякова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2020. – № 1. – С.12-16.

107. Степанов О. А. Централизованная система теплоснабжения с тепловыми насосами / О. А. Степанов, П. А. Третьякова, Б. Г. Аксенов, А. Ф. Шаповал // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 113-119.

108. Степанов О. А. Система централизованного теплоснабжения с применением тепловых насосов / О. А. Степанов, П. А. Третьякова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-

математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Том 1.№4(4). – С.43-51

109. Степин В. А. Использование теплонасосной установки в системах теплоснабжения / Степин В. А. // Теплоэнергетика. – 1997. – №5. – с. 28-29.

110. Суздальцев В. А. Представление знаний в информационных системах. Математическое моделирование: учебное пособие / В. А. Суздальцев, Э. Г. Тахавова, М. П. Шлеймович; В. А. Суздальцев, Э. Г. Тахавова, М. П. Шлеймович; М-во образования и науки Российской Федерации, Казанский гос. технический ун-т им. А. Н. Туполева. – Казань: Изд-во Казанского гос. технического ун-та им. А. Н. Туполева, 2005. – 98 с.

111. Терехов Д. В. Повышение эффективности тепловых двигателей с использованием теплонасосных установок при неравномерном графике энергопотребления: дис. канд. тех. наук: 05.04.02 / Терехов Дмитрий Владимирович. – М., 2012. – 125 с.

112. Третьякова П. А. Выбор трассы тепловой сети / П. А. Третьякова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2023. – № 2. – С.37-44.

113. Третьякова П. А. Выбор рабочих агентов для тепловых насосов систем отопления / П. А. Третьякова, А. А. Дедун // Сборник материалов XV научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов, соискателей и магистрантов ТюмГАСУ. – 2015. – С. 116-121

114. Третьякова П. А. Критерии оценки эффективности системы теплоснабжения / П. А. Третьякова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2023. – № 2. – С.64-69.

115. Третьякова П. А. Показатели эффективности применения тепловых насосов в системе централизованного теплоснабжения / П. А. Третьякова, А. А. Меньшикова, Т. В. Третьякова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2020. – № 2. – С.17-21.

116. Третьякова П. А. Анализ вторичных энергетических ресурсов курганской ТЭЦ-2 / П. А. Третьякова // Энерго- и ресурсосбережение в

теплоэнергетике и социальной сфере: материалы международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых. – 2013. – № 1. – С. 280-281.

117. Третьякова П. А., Современные подходы к модернизации централизованного теплоснабжения на основе внедрения теплонасосных установок / П.А. Третьякова // Омский научный вестник, 2014. – № 2 (130). – С. 178-182.

118. Третьякова П. А., Энергосбережение на Курганской ТЭЦ-2 за счет утилизации низкопотенциальной теплоты / П.А. Третьякова // Омский научный вестник, 2014. – № 2 (130). – С. 182-185.

119. Трубаев П. А. Тепловые насосы: учебное пособие / П. А. Трубаев, Б. М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 142 с.

120. Федотов А. С. Повышение эффективности теплового насоса. Научно исследовательский центр "SCIENCE DISCOVERY". eISSN: 2782-5140. – 2022. – № 10. – С.627-631.

121. Фролов М. Ю. Эффективность утилизации вторичных энергоресурсов тепловых двигателей с использованием тепловых насосов при изменении температуры наружного воздуха: дис. канд. тех. наук 05.04.02/ Фролов Михаил Юрьевич. – Москва, 2010. – 170 с.

122. Худякова Е. А. Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения / Тенденции развития науки и образования. – 2022. – № 92-12. – С. 135-137. DOI: 10.18411/trnio-12-2022-589

123. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под ред. С. В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

124. Цветков О. Б. Озонабезопасные хладагенты/ О. Б. Цветков, А. В. Бараненко, Ю. А. Лаптев, С. З. Сапожников, Д. М. Ховалыг, Г. Л. Пятаков // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Холодильная техника и кондиционирование». – 2014. - № 3. – С.99-111.

125. Цветков О. Б. Холодильные агенты на посткиотском экологическом пространстве // Холодильная техника. – 2012. – № 1. – С.70-72

126. Цыганкова Ю. С. Оценка транспортных потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей: автореф. дис. ... кан. тех. наук: 05.14.04 / Цыганкова Юлия Сергеевна. – Красноярск, 2012. – 160 с.

127. Чуйкина А. А. Исследование связи материальных характеристик тепловой сети и момента тепловой нагрузки / А. А. Чуйкина, А. Р., Бохан, К. А. Григорьева // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2018. – №4(13). – С. 9–16.

128. Шарапов В. И. Проблемы оптимизации работы городских теплофикационных систем / В. И. Шарапов, М. М. Замалеев, П. Е. Чаукин // Надежность и безопасность энергетики. – 2015. – № 1(28). – С. 76 - 79.

129. Шарапов В. И. Технологии повышения надежности городских теплофикационных систем / В. И. Шарапов, М. Е. Орлов, П. Е. Чаукин, В. А. Мордовин // Промышленная энергетика. – 2014. – № 3. – С. 45 - 48.

130. Шит М. Л. Комбинированная система теплоснабжения с ТЭЦ и локальными тепловыми насосами / М. Л. Шит, А. А. Журавлев, Д. М. Суворов, В. М. Суцких // Проблемы региональной энергетики. – 2020. – № 1 (45). – С. 81-93.

131. Шит М. Л. Система теплоснабжения с ТЭЦ и локальными тепловыми насосами, использующими теплоту обратной сетевой воды. Часть 2 / М. Л. Шит, А. А. Журавлев, Д. М. Суворов, Л. А. Суворова // Проблемы региональной энергетики. – 2020. – 2(46). – С. 108-122.

132. Шит М. Л. Тепловой четырехполюсник для включения тепловых насосов в состав системы теплоснабжения на базе ТЭЦ / Шит М. Л., Журавлев А. А., Пацюк В. И., Тимченко Д. В., Чернышов П. С., Ломовцев П. Б. Проблемы региональной энергетики. – 2020. – № 4 (48). – С. 90-100. DOI: 10.5281/zenodo.4317194

133. Щукина Т. В. Влияние расположения бесканальной тепловой сети на теплопотери / Т. В. Щукина, Д. Н. Китаев, О. В. Тертычный // В сборнике: Наука и образование в XXI веке сборник научных трудов по материалам Международной заочной научно-практической конференции: в 5 частях. – 2012. – С. 136-139.

134. Юша В. Л. Сравнительная оценка энергетической и экономической эффективности парокompрессионных тепловых насосов при модернизации крупного химического и нефтеперерабатывающего производства. / В. Л. Юша, М. А. Сутягинский, Ю. А. Потапов // Омский научный вестник. – 2023. – № 2. ISSN: 2588-0373. – С.36-44. DOI: 10.25206/2588-0373-2023-7-2-36-44.

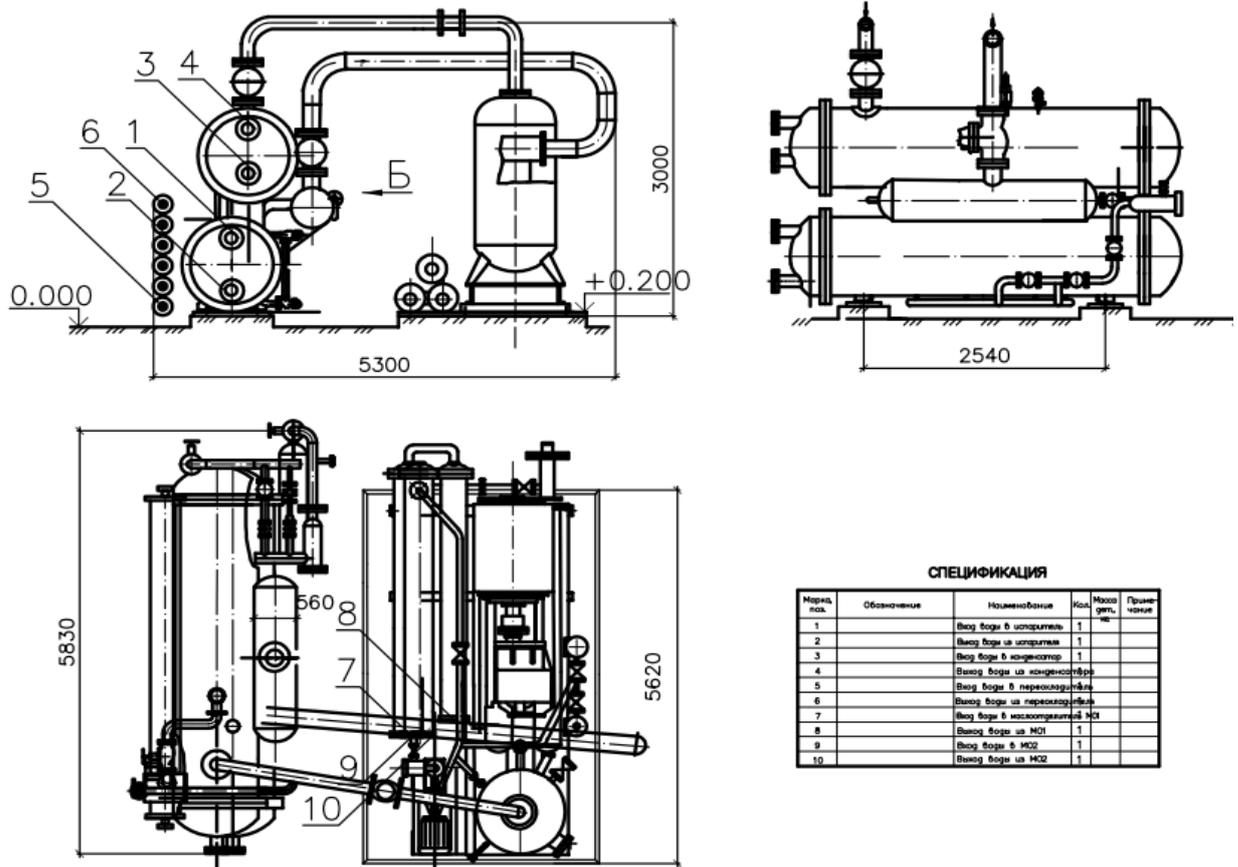
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Технические характеристики Теплового насоса НТ-3000 производства ЗАО «Энергия»

Тепловая мощность – 3000 кВт. Фреон – R134a. В состав входят:

1. Винтовой компрессор ВХ 1400 (A1600-7-3):
 - теоретическая объемная подача – $3500 \text{ м}^3/\text{час} = 0,972 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - номинальная производительность – 1780 кВт;
 - эффективная мощность – 565 кВт.
2. Испаритель ИТГ-630 с площадью поверхности теплообмена – 740 м^2 .
3. Регенеративный теплообменник змеевикового типа с площадью поверхности теплообмена $2,163 \text{ м}^2$.
4. Конденсатор КТГ-90 с площадью поверхности теплообмена 90 м^2 .
5. Теплообменник для подогрева воды до испарителя БПП площадь поверхности теплообмена 100 м^2 .



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Марка, код	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса, кг	Примечание
1		Вход воды в испаритель	1		
2		Выход воды из испарителя	1		
3		Вход воды в конденсатор	1		
4		Выход воды из конденсатора	1		
5		Вход воды в пароконденсатор	1		
6		Выход воды из пароконденсатора	1		
7		Вход воды в маслоотделитель МО	1		
8		Выход воды из МО1	1		
9		Вход воды в МО2	1		
10		Выход воды из МО2	1		

Рисунок А1 – Тепловой насос НТ 3000

Планировочный район г. Тюмени № 12 – Патрушевский

На территории города функционируют два источника централизованного теплоснабжения с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2 ПАО «Фортум». ТТЭЦ-2 обеспечивает теплоснабжение Антипинского, Гилевского, Затюменского, Патрушевского, Тюменского, Центрального, Южного районов г. Тюмени.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения муниципального образования город Тюмень на период 2020-2040 гг. прирост расчетных нагрузок Патрушевского района на 2040 год составляет 10,90 Гкал/ч или 12,677 МВт (таблица Б1).

Таблица Б1 - Прирост расчетных нагрузок Патрушевского района

Планировочный район	Прирост расчетных нагрузок нарастающим итогом, Гкал/ч						
	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040
Патрушевский	1,39	2,09	2,65	3,20	3,75	6,13	10,90
отопление и вентиляция	1,18	1,77	2,22	2,66	3,10	4,94	8,62
ГВС (средняя)	0,22	0,32	0,44	0,54	0,65	1,19	2,28
технология	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Планируется покрывать тепловую нагрузку потребителей планировочного района г. Тюмени № 12 за счет подключения к Тепловой камере 4П12-1,2 МК-1 Тюменского муниципального унитарного предприятия «Тюменские тепловые сети» (10,6 МВт) и за счет новой котельной ООО «Теплый дом» западнее д. Ожогина (2,077 МВт) (рисунок Б1).

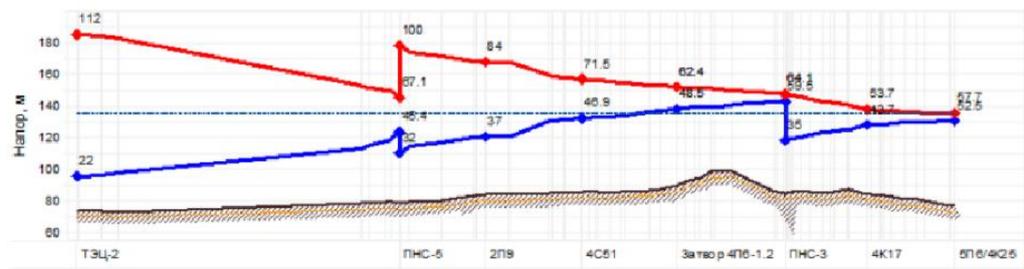
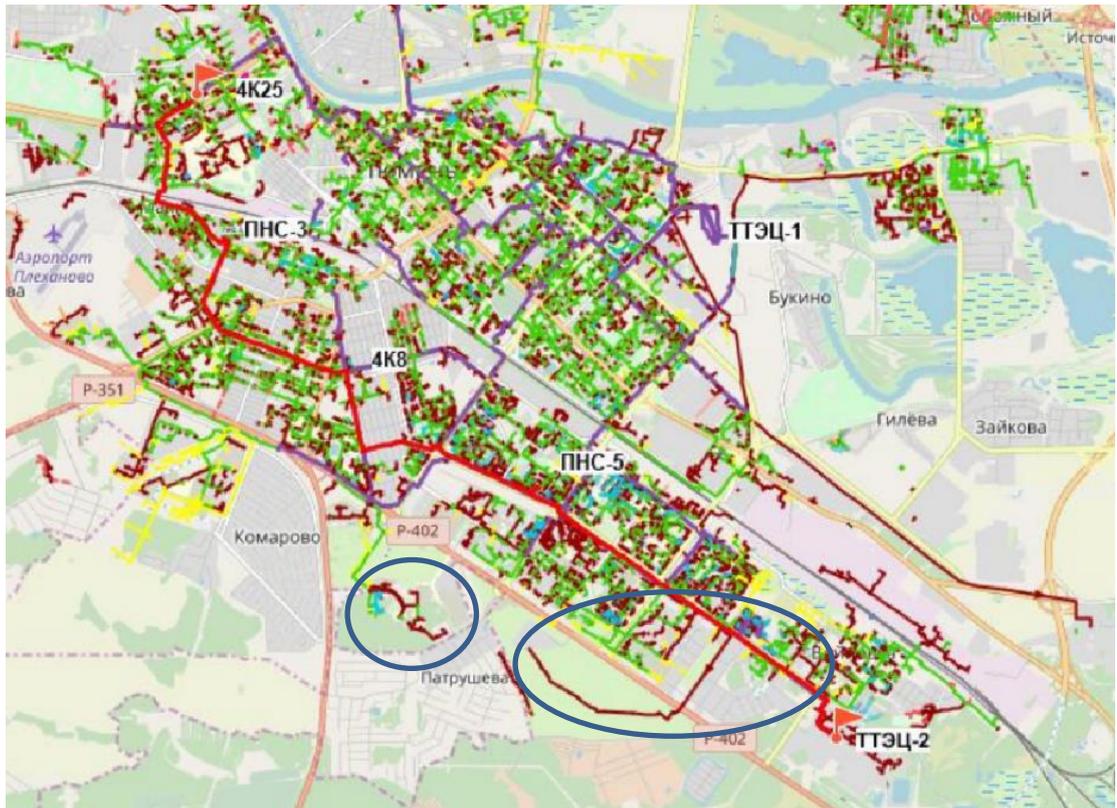


Рисунок Б1 – Система централизованного теплоснабжения г. Тюмень (зона действия ТТЭЦ-2)

Фрагмент основного чертежа проекта планировки территории планировочного района № 12 – Патрушевский представлен на рисунке Б2.



Рисунок Б2 – Фрагмент основного чертежа проекта планировки территории планировочного района № 12 – Патрушевский

Определение температуры теплоносителя в конце участка
трубопровода

Рассмотрим двухтрубную тепловую сеть длиной 5000 м с низкопотенциальным теплоносителем, выполненным из высоконапорных полиэтиленовых труб, проложенных бесканальным способом. Температура воды в подающем трубопроводе 40°C , в обратном трубопроводе -10°C . Наружный диаметр трубопровода $d_{\text{тр}} = 0,273$ м, расход воды – 55 кг/с, скорость воды 1,05 м/с. Глубина заложения оси трубопровода $h_0 = 2$ м. Расстояние между осями труб по горизонтали $b = 2d$, м. Расчетная (естественная) температура грунта на глубине прокладки трубопровода $t_{\text{гр}} = 1^\circ\text{C}$, и коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{\text{гр}} = 1,93$ Вт/(м·К).

Выполним расчет для двух вариантов: трубопровод утеплен ППИМ изоляцией толщиной $\delta_{\text{п}} = 0,020$ м теплопроводностью $\lambda_{\text{к}} = 0,036$ Вт/м $^\circ\text{C}$ или трубопровод неизолирован [129].

Определим наружные диаметры подающего и обратного трубопроводов. Они будут одинаковыми, так как сеть выполнена из труб равного диаметра:

$$d_{\text{нп}} = d_{\text{но}} = d_{\text{тр}} + 2\delta_{\text{п}}. \quad (\text{B1})$$

где $d_{\text{тр}}$ – диаметры подающего и обратного трубопроводов соответственно.

$$d_{\text{нп}} = 0,273 + 2 \cdot 0,02 = 0,313 \text{ м.}$$

Вычислим термические сопротивления слоев изоляции подающего $R_{\text{ип}}$ и обратного трубопроводов $R_{\text{ио}}$, м $\cdot^\circ\text{C}$ /Вт:

$$R_{\text{ип}} = R_{\text{ио}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{к}}} \ln \frac{d_{\text{нп}}}{d_{\text{тр}}}, \quad (\text{B2})$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{тр}}} \ln \frac{d_{\text{тр}}}{d_{\text{вн}}}, \quad (\text{B3})$$

$$R_{\text{ип}} = R_{\text{ио}} = \frac{1}{2\pi \cdot 0,036} \ln \frac{0,313}{0,273} = 0,605,$$

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,4} \ln \frac{273}{259} = 0,021.$$

Вычислим термическое сопротивление грунта для подающего к $R_{\text{гр}}^{\text{п}}$, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ и обратного к $R_{\text{гр}}^{\text{о}}$, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$, трубопроводов:

$$R_{\text{гр}}^{\text{п}} = R_{\text{гр}}^{\text{о}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[\frac{2h_0}{d_{\text{нп}}} + \sqrt{\left(\frac{2h_0}{d_{\text{нп}}}\right)^2 - 1} \right]. \quad (\text{B4})$$

$$R_{\text{гр}}^{\text{п}} = R_{\text{гр}}^{\text{о}} = \frac{1}{2\pi \cdot 1,93} \ln \left[\frac{2 \cdot 2,330}{0,313} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 2,330}{0,313}\right)^2 - 1} \right] = 0,223 \text{ м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}.$$

Расстояние между трубами $b = 0,5 \text{ м}$.

Термическое сопротивление, обусловленное тепловым взаимодействием двух труб при расстоянии между трубами $b = 1,5 d_{\text{нп}}$, найдем по формуле:

$$R_0 = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \sqrt{1 + \left(\frac{2h_0}{b}\right)^2}. \quad (\text{B5})$$

$$R_0 = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,93} \ln \sqrt{1 + \left(\frac{2 \cdot 2,33}{1,5 \cdot 0,313}\right)^2} = 0,205 \text{ м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}.$$

Тепловые потери $q_{\text{п}}$ и q_0 через изолированную поверхность:

$$q_{\text{п}} = \frac{(t_{\text{вп}} - t_{\text{н}})(R_{\text{ио}} + R_{\text{гр}}^{\text{о}}) - (t_{\text{во}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{ип}} + R_{\text{гр}}^{\text{п}})(R_{\text{ио}} + R_{\text{гр}}^{\text{о}})} \text{ К}, \quad (\text{B6})$$

$$q_0 = \frac{(t_{\text{во}} - t_{\text{н}})(R_{\text{ип}} + R_{\text{гр}}^{\text{п}}) - (t_{\text{вп}} - t_{\text{н}})R_0}{(R_{\text{ио}} + R_{\text{гр}}^{\text{о}})(R_{\text{ип}} + R_{\text{гр}}^{\text{о}})} \text{ К}.$$

$$q_{\text{п}} = \frac{(40 - 1)(0,605 + 0,021 + 0,223) - (10 - 1)0,205}{(0,605 + 0,021 + 0,223)(0,605 + 0,021 + 0,223)} 1,15 = 54,788.$$

$$q_0 = \frac{(10 - 1)(0,605 + 0,021 + 0,223) - (40 - 1)0,205}{(0,605 + 0,021 + 0,223)(0,605 + 0,021 + 0,223)} 1,15 = 4,368.$$

Тогда суммарные тепловые потери при заданной толщине теплоизоляционного слоя составят:

$$q_{\text{п}} + q_0 = 54,788 + 4,368 = 59,156 \text{ Вт}.$$

Вычисляются потери теплоты на рассматриваемом участке:

$$Q_{\text{н}} = ql = 59,156 \cdot 5000 = 295\,782 \text{ Вт.}$$

Определяется температура сетевой воды в конце участка по формуле

$$\tau_{\text{к}} = \tau_{\text{н}} - \frac{Q_{\text{н}}}{Gc}. \quad (\text{B7})$$

$$\tau_{\text{к}} = 40 - \frac{295\,782}{55 \cdot 4187} = 38,7 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Выполним расчет температурного поля при двухтрубной прокладке тепловой сети:

$$t_{\text{A}} = t_{\text{гр}} + \frac{q_{\text{п}}}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left(\sqrt{\frac{x^2+(y+h)^2}{x^2+(y-h)^2}} \right) + \frac{q_{\text{о}}}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left(\sqrt{\frac{(x-b)^2+(y+h)^2}{(x+b)^2+(y-h)^2}} \right), \quad (\text{B8})$$

где x , y - координаты точки, температуру в которой надо определить, м

Расстояние x отсчитывается в этом случае от вертикальной плоскости, проходящей через ось более нагретой трубы.

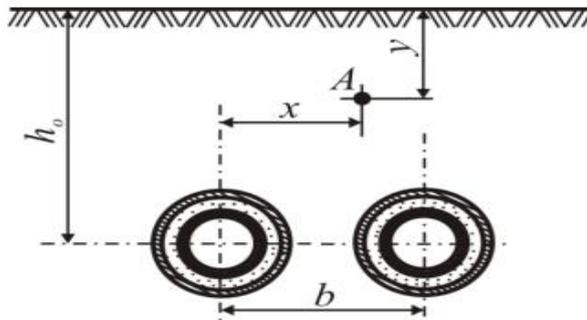


Рисунок В1 – Схема для расчета температурного поля вокруг теплопроводов тепловой сети

Результаты расчета сведены в таблицу В1.

Таблица В1 – Температурное поле изолированного трубопровода

x	y	A
0,5	0,5	4,5
1	1	4,8
1,5	1,5	5,3
2	2	5,2
2,5	2,5	4,8
3	3	4,4
4	4	3,8
4,5	4,5	3,6
5	5	3,4

Изменение приведенных выше параметров расчета для трубопровода при отсутствии тепловой изоляции представлены в таблицах В2, В3.

Таблица В2 – Результаты расчета

Показатель	Значение при наличии тепловой изоляции	Значение при отсутствии тепловой изоляции
$R_{ип} = R_{ио}$	0,605	0
$R_{гр}^п = R_{гр}^о$	0,223	0,2338
$R_{тр}$	0,021	0,021
$q_п$	54,788	459,394
$q_о$	4,368	10,002
$\tau_к$	38,7	29,818

Таблица В3 – Температурное поле неизолированного трубопровода

x	y	A
0,5	0,5	19,6
1	1	30,0
1,5	1,5	35,0
2	2	34,2
2,5	2,5	31,0
3	3	27,7
4	4	22,5
4,5	4,5	20,5
5	5	18,9

Снижение температуры теплоносителя в изолируемом трубопроводе при толщине тепловой изоляции 20 мм через 1 км тепловой сети составляет 0,4 °С, при отсутствии тепловой изоляции 2 °С.

Приложение Г

Таблица Г.1 – Результат экспертной оценки технологических факторов

Эксперты	Технологические факторы		
	Отклонение фактической толщины стенки от нормативной, %	Удельная величина компенсации теплового расширения, м/Гкал	Отклонение удельной плотности теплового потока от нормативной, %
1	5	4	3
2	4	5	6
3	4	6	5
4	3	5	4
5	4	6	4
6	5	5	3
7	3	4	4
8	3	4	5
9	2	4	5
10	4	3	4
Среднее	3,7	4,6	4,3

Таблица Г.2 – Результат экспертной оценки экономических факторов

Эксперты	Экономические		
	Удельные капитальные вложения в тепловую сеть, тыс. руб/Гкал	Удельные эксплуатационные затраты в тепловую сеть, тыс. руб/Гкал	Удельная длина тепловой сети, м/(Гкал/ч)
1	7	9	6
2	6	7	6
3	7	9	10
4	6	4	5
5	4	4	5
6	5	5	6
7	7	6	5
8	6	9	10
9	7	8	10
10	7	7	7
Среднее	6,2	6,8	7,0

Таблица Г.2 – Результат экспертной оценки эксплуатационных факторов

Эксперты \ Эксплуатационные факторы	Эксперты										Среднее
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Удельный расход теплоносителя, т/ч/Гкал/ч	5	4	5	4	3	4	5	3	5	3	4,1
Удельный расход электрической энергии на транспортировку тепловой энергии, кВт·ч/Гкал в год	8	7	7	8	7	6	8	9	7	7	7,4
Потери давления на главной ветке тепловой сети, Па	7	7	6	8	7	6	8	9	8	8	7,4
Разность температур воды в подающем и обратном трубопроводах, °С	7	7	6	5	6	7	6	7	6	6	6,3
Удельная тепловая нагрузка, Гкал/ч/км	9	10	10	9	8	7	9	10	9	10	9,1
Относительная доля потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя, Гкал/Гкал	6	7	6	7	8	7	6	7	6	5	6,5
Относительная доля потерь тепловой энергии через изоляцию тепловой сети, Гкал/Гкал	6	7	6	7	7	7	7	6	5	4	6,2

Таблица Г.3 – Результат экспертной оценки экологических факторов

Эксперты \ Экологические факторы	Эксперты										Среднее
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Площадь, занимаемая сетями и сооружениями с учетом зон санитарного разрыва, га/(Гкал/ч)	3	4	3	4	5	4	3	3	4	3	3,6
Площадь, занимаемая техническими зонами (лишенная древесно-кустарниковых насаждений), га/(Гкал/ч)	5	5	4	5	4	5	5	5	4	5	4,7
Потребность в воде, м ³ /сут / (Гкал/ч)	6	6	5	6	6	5	5	6	6	6	5,7
Удельная материальная характеристика трубопровода (для дальнейшей переработки отходов и утилизации), м ³ /(Гкал/ч)	7	7	6	7	7	6	6	7	7	6	6,6
Удельные тепловые потери в окружающую среду, (Гкал/ч)/(Гкал/ч)	5	4	6	5	4	5	5	4	6	5	4,9

Определение тепловой нагрузки потребителей

Расчет выполнен сошла СП «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Известна максимальная отопительная нагрузка Q_{OT}^{max} и нагрузка системы горячего водоснабжения $Q_{ГВС}$, кВт.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей составит:

$$Q_{ИТ} = Q_{OT} + Q_{ГВС} + Q_{ТР}, \text{ кВт} \quad (Д1)$$

где $Q_{ТР}$ – тепловые потери по трассе в магистральном трубопроводе, кВт.

Для определения тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха воспользуемся формулой:

$$Q_{OT} = Q_{OT}^{max} \frac{(t_B - t_H)}{(t_B - t_{H.O.})}, \text{ кВт} \quad (Д2)$$

где t_B - внутренняя температура воздуха, °С;

t_H - фактическая среднемесячная температура воздуха, °С;

$t_{H.O.}$ - расчетная наружная температура воздуха, °С.

Общие средние потери теплоты трубопроводом в расчетный период $Q_{ТР}$, Вт, рассчитываются по формуле:

$$Q_{ТР} = Q_{И} + Q_{М} + Q_{У}, \text{ Вт} \quad (Д3)$$

где $Q_{И}$ – линейные тепловые потери по длине трассы через наружную поверхность трубопровода, Вт;

$Q_{М}$ – местные потери теплоты в фасонных частях, опорных конструкциях, арматуре, фланцах и т.п., Вт;

$Q_{У}$ – потери теплоты, связанные с утечкой теплоносителя через неплотности фланцевых соединений трубопроводов и запорную арматуру, Вт.

Линейные тепловые потери трубопровода рассчитываются по формуле [74]:

$$Q_{II} = q_{II} \cdot L, \quad (Д4)$$

где q_{II} – линейная плотность теплового потока, Вт/м;

l – длина участка трубопровода по плану, м.

Линейная плотность теплового потока определится как:

$$q_u = \frac{t_t - t_0}{K \cdot R_0}, \quad (Д5)$$

где t_t , t_0 – средние за расчетный период температуры теплоносителя в рассматриваемом трубопроводе и окружающей среды, °С;

R_0 – суммарное линейное термическое сопротивление рассматриваемого трубопровода, м·К/Вт;

K – поправочный коэффициент, учитывающий способ прокладки трубопровода.

Суммарное линейное термическое сопротивление трубопровода определяется по формуле:

$$R_0 = R_w + R_c + R_u + R_H, \text{ м·К/Вт}, \quad (Д6)$$

где R_w, R_c, R_u, R_H – термические сопротивления: теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности трубопровода, теплопроводности стенки трубопровода и слоя изоляции, теплоотдачи от наружной поверхности изоляции к окружающей среде, м·К/Вт.

Значение термических сопротивлений определяются по формулам:

$$R_w = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_w \cdot d}, \quad (Д7)$$

$$R_c = \frac{1}{2\pi \cdot \lambda_c} \ln \frac{d_H}{d}, \quad (Д8)$$

$$R_u = \frac{1}{2\pi \cdot \lambda_u} \ln \frac{d_u}{d_H}, \quad (Д9)$$

$$R_H = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_H \cdot d_3}, \quad (Д10)$$

где α_w и α_n – коэффициенты теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности трубопровода и от наружной поверхности теплоизоляции к окружающей среде соответственно, Вт/(м²К);

λ_c , λ_n – коэффициенты теплопроводности стенки трубопровода и изоляции соответственно, Вт/(м К);

d , d_b – внутренний и наружный диаметры трубопровода, м;

d_n – наружный диаметр слоя изоляции, м.

Наружный диаметр слоя изоляции определяется по формуле:

$$d_u = d_n + 2\delta_u. \quad (\text{Д11})$$

Термическим сопротивлением R_1 и R_2 можно пренебречь. Таким образом, вместо формулы (Г6) можно использовать формулу:

$$R_o = R_n + R_H. \quad (\text{Д12})$$

При надземной прокладке и подземной канальной прокладке сопротивление R_n определяется согласно выражению (Д10). Различие заключается лишь в величине коэффициента α_2 .

При подземной бесканальной прокладке теплота с поверхности покровнозащитного слоя передается непосредственно грунту, то есть $R_n = R_g$.

Значение R_g определяется по известной формуле Форхгеймера:

$$R_g = \frac{1}{2\pi\lambda_g} \ln \left[\frac{2h}{d_u} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_u}\right)^2 - 1} \right], \quad (\text{Д13})$$

где R_g – термическое сопротивление грунта, (м К)/Вт;

λ_g – теплопроводность грунта, Вт/(м К);

d_n – наружный диаметр изоляции, м;

h – глубина заложения оси трубопровода, м.

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гp}$ зависит от его структуры и влажности, значение изменяется в достаточно широких пределах: от 1 для песков до 3 для глинистых грунтов в насыщенном влагой состоянии.

Для двухтрубной бесканальной прокладки добавочно учитывается условное термическое сопротивление грунта, учитывающее снижение теплоотдачи от трубопроводов за счет более сильного прогрева слоя грунта между трубопроводами. Это сопротивление определяется по формуле:

$$R_{\text{дон}} = \frac{1}{2\pi\lambda_r} \ln \left[\frac{2h}{d_u} + \sqrt{\left(\frac{2h}{b}\right)^2 + 1} \right], \quad (\text{Д14})$$

где b – горизонтальное расстояние между осями труб, м;

h – глубина заложения оси трубопровода от поверхности земли, м.

Для типовых конструкций прокладки $b \approx 1,5 d_3$.

Местные тепловые потери Q_m рассчитываются по формуле:

$$Q_m = \beta \cdot Q_{\text{н}} \quad (\text{Д15})$$

где β – коэффициент, учитывающий дополнительные местные потери теплоты через опорные конструкции, арматуру, фланцевые соединения и т.д.

Значения коэффициента β находятся в пределах от 0,1 до 0,3.

Потери теплоты, связанные с утечкой теплоносителя, рассчитываются по формуле

$$Q_y = \frac{a \cdot c \cdot V_m \cdot \rho_m \cdot (t_{\text{срм}} - t_{\text{срн}})}{3,6}, \quad (\text{Д16})$$

где a – доля утечек теплоносителя;

V_m – объем теплоносителя в трубопроводе, м³;

c – объемная теплоемкость теплоносителя, кДж/кгК;

$t_{\text{срм}}$ – средняя температура теплоносителя за расчетный период, °С;

$t_{\text{срн}}$ – средняя температура питающей воды за расчетный период, °С.

Объем воды в тепловой сети определяется по формуле:

$$V_m = 3,14 \cdot l \cdot d^2 / 4, \quad (\text{Д17})$$

где l – длина рассматриваемого участка тепловой сети, м.

Для расчета емкости трубопроводов тепловых сетей аппроксимируем данные в таблице Д2.

Таблица Д2 – Удельная емкость трубопроводов тепловых сетей

Диаметр труб, мм		Удельная емкость, м ³ /м	Диаметр труб, мм		Удельная емкость, м ³ /м	Диаметр труб, мм		Удельная емкость, м ³ /м
условный	наружный		условный	наружный		Условный	Наружный	
25	32	0,00057	150	159	0,0177	500	530	0,207
32	39	0,00085	175	194	0,027	600	630	0,296
40	45	0,0013	200	219	0,033	700	720	0,387
50	57	0,002	250	273	0,053	800	820	0,502
70	76	0,0039	300	325	0,075	900	920	0,636
80	89	0,0053	350	377	0,101	1000	1020	0,785
100	108	0,0079	400	426	0,135	1100	1120	0,944
125	133	0,0123	450	490	0,169	1200	1220	1,1234

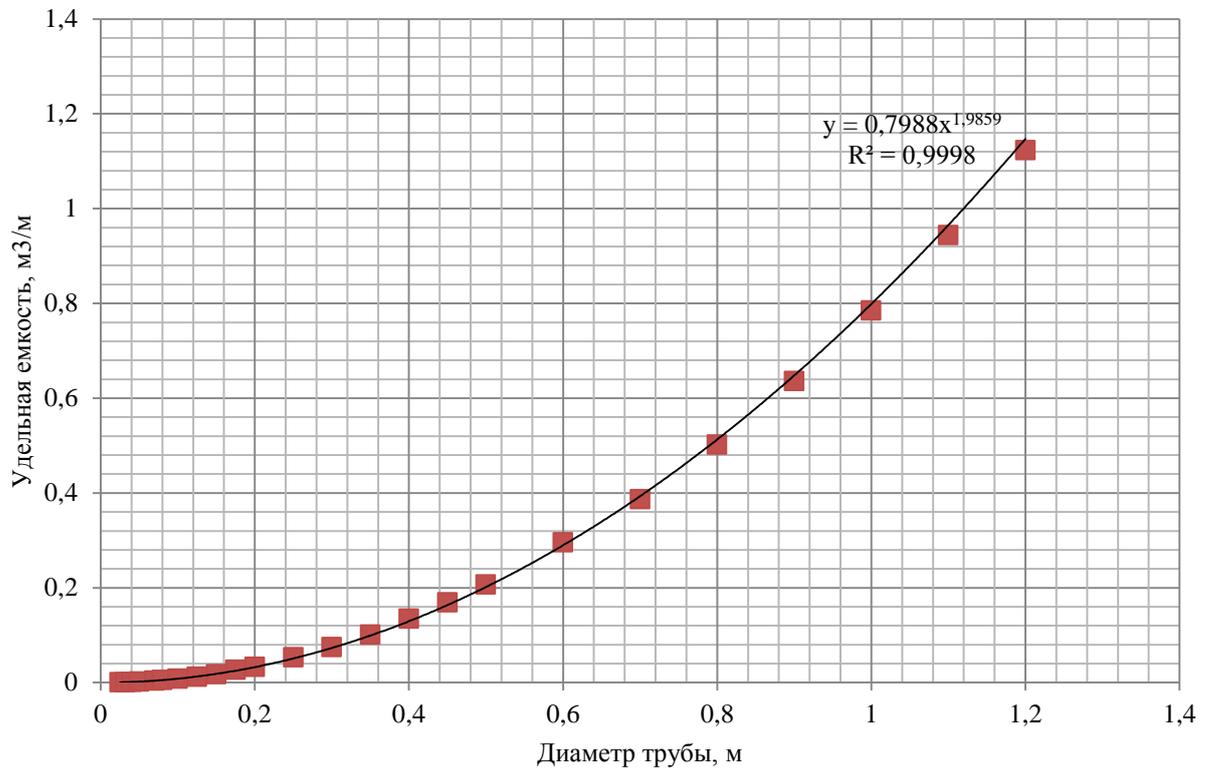


Рисунок Г1 – Зависимость удельной емкости трубопроводов тепловых сетей от диаметра

Аппроксимируя данные в таблице, получим зависимость удельной емкости трубопроводов тепловых сетей от диаметра:

$$V = 0.798 \cdot d^{1.985} . \quad (\text{Д18})$$

Зависимость нормируемого теплового потока от диаметра и температуры в подающем трубопроводе (табл. Д2, рис. Д1) можно представить выражением:

$$q = 241 \cdot d + 0,63 \cdot \tau_1^{cp} - 29,347, \text{ ккал/час м.} \quad (\text{Д19})$$

Коэффициент определения приведенной выше зависимости - 0,993, стандартная ошибка для оценки y – 9,54.

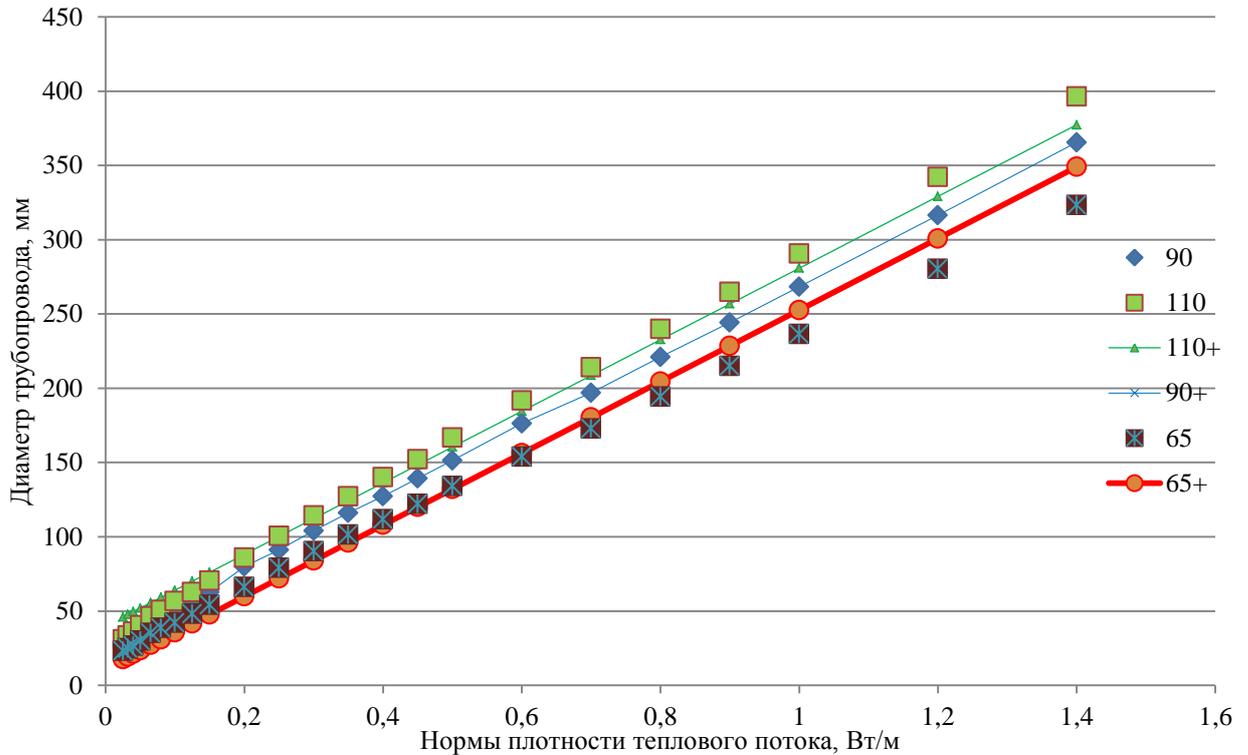


Рисунок Д2 – Нормы плотности теплового потока

Определение напора сетевого насоса

Таблица Е1 – Значение КПД передачи

Тип передачи	Значение КПД
Насадка на вал эл/двигателя	1,0
Ременная	0,94-0,98
Муфтовая	0,97-0,99
Редукторная	0,88-0,96

Напор, развиваемый насосом, можно найти по формуле:

$$H = \Delta P \cdot 1,02 \cdot 10^{-4}, \quad (E1)$$

где ΔP – суммарные потери давления в трубопроводах на трение и в местных сопротивлениях, Па:

$$\Delta P = R \cdot l_{\text{тр}}, \quad (E2)$$

где R – удельные потери давления на трение, Па/м [86]:

$$R = \frac{\lambda}{d} P_d, \quad (E3)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления (табл. E2);

P_d – динамическое давление, Па;

d – диаметр трубопровода, м.

$$P_d = \frac{\rho w^2}{2}, \quad (E4)$$

где w – скорость воды в трубопроводе, м/с;

ρ – плотность воды, кг/м³.

Скорость воды в трубопроводе можно найти как:

$$w = \frac{4\rho \cdot G_{\text{нпн}}}{\text{ПН} \cdot d^2}, \text{ м/с}, \quad (E5)$$

где d – диаметр трубопровода, м;

ρ – плотность воды, кг/м³;

$G_{\text{нпн}}$ – расход воды кг/с.

Приведенная длина трубопровода:

$$l_{\text{пр}} = l + le, \quad (\text{E6})$$

где le – суммарная эквивалентная длина местных сопротивлений на участке трубопроводов, м;

l – длина участка трубопровода по плану, м;

Таблица E2 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса и эквивалентной шероховатости труб

Режим (зона)	Границы	Коэффициент гидравлического сопротивления λ
Ламинарный	$Re \leq Re_{\text{кр}} (Re_{\text{кр}} \approx 2320)$	$\lambda = \frac{64}{Re}$ (формула Стокса)
Турбулентный:		
Зона гидравлически гладких труб	$Re_{\text{кр}} < Re \leq 10 d / \Delta$	$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0.25}}$ (формула Блазиуса) $\lambda = \frac{1}{(1,8 \lg Re - 1,5)^2}$ (формула Конакова при $Re < 3 \cdot 10^6$)
Зона смешанного трения или гидравлически шероховатых труб	$10 d / \Delta < Re \leq 500 d / \Delta$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25}$ (формула Альтшуля)
Зона квадратичного сопротивления (вполне шероховатого трения)	$Re > 500 d / \Delta$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0.25}$ (формула Шифринсона)
Δ - абсолютная шероховатость трубы, d, r - диаметр, радиус трубы, соответственно, Δ/d - относительная шероховатость трубы.		

При отсутствии данных о характере и количестве местных сопротивлений на трубопроводах тепловых сетей суммарную эквивалентную длину местных сопротивлений на участке трубопроводов допускается определять умножением длины трубопровода на поправочный коэффициент a_1 . Тогда:

$$le = l \cdot a_1, \quad (E7)$$

где a_1 – коэффициент, учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давлений на трение.

Числа Рейнольдса определяются по формуле:

$$\text{Re} = \frac{d \cdot w}{\nu}, \quad (E8)$$

где ν = динамическая вязкость Па·с

Приложение Ж

Таблица Ж1 – Сметная стоимость труб в ППУ изоляции

Вид работ	Диаметр	Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
Стальная труба в ППУ	50 мм	1980,63	18083,13	100 м	ФЕР24-01-020-01
	65 мм	2048,10	18699,16	100 м	ФЕР24-01-020-02
	80 мм	2177,64	19881,89	100 м	ФЕР24-01-020-03
	100 мм	2605,66	23789,69	100 м	ФЕР24-01-020-04
	125 мм	3025,51	27622,90	100 м	ФЕР24-01-020-05
	150 мм	3855,75	35203,02	100 м	ФЕР24-01-020-06
	200 мм	4334,38	39572,89	100 м	ФЕР24-01-020-07
	250 мм	6285,11	57383,05	100 м	ФЕР24-01-020-08
	300 мм	6855,49	62590,62	100 м	ФЕР24-01-020-09
	400 мм	8895,57	81216,59	100 м	ФЕР24-01-020-10
	500 мм	10837,21	98943,71	100 м	ФЕР24-01-020-11
	600 мм	12428,98	113476,56	100 м	ФЕР24-01-020-12
	700 мм	14411,73	131579,06	100 м	ФЕР24-01-020-13
	800 мм	17763,62	162181,89	100 м	ФЕР24-01-020-14
	900 мм	20521,18	187358,36	100 м	ФЕР24-01-020-15
1000 мм	23577,35	215261,24	100 м	ФЕР24-01-020-16	
Пластиковая труба в ППУ	50 мм	1378,04	12581,49	100 м	ФЕР24-01-020-01
	65 мм	1442,25	13167,72	100 м	ФЕР24-01-020-02
	80 мм	1554,73	14194,69	100 м	ФЕР24-01-020-03
	100 мм	1748,92	15967,64	100 м	ФЕР24-01-020-04
	125 мм	2037,34	18600,91	100 м	ФЕР24-01-020-05
	150 мм	2794,91	25517,49	100 м	ФЕР24-01-020-06

Вид работ	Диаметр	Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
Пластиковая труба в ППУ	200 мм	3219,90	29397,71	100 м	ФЕР24-01-020-07
	250 мм	5004,05	45686,94	100 м	ФЕР24-01-020-08
	300 мм	5544,84	50624,34	100 м	ФЕР24-01-020-09
	400 мм	7136,12	65152,73	100 м	ФЕР24-01-020-10
	500 мм	8918,87	81429,27	100 м	ФЕР24-01-020-11
	600 мм	9901,53	90400,97	100 м	ФЕР24-01-020-12
	700 мм	11590,44	105820,69	100 м	ФЕР24-01-020-13
	800 мм	14023,32	128032,92	100 м	ФЕР24-01-020-14
	900 мм	16109,78	147082,27	100 м	ФЕР24-01-020-15
	1000 мм	18668,71	170445,33	100 м	ФЕР24-01-020-16

*Данные стоимости работ составлены без учета материала.

ФЕР24-01-020 - Бесканальная прокладка стальных трубопроводов в изоляции из пенополиуретана (ППУ) с изоляцией стыков скорлупами при номинальном давлении 1,6 МПа, температуре 150°С.

*Для пластиковых труб данная расценка взята применительно.

Индекс перевода в текущий уровень цен - 9,13 (Письмо Минстроя №10379-ИФ/09 от 20.03.2020 г).

Таблица Ж2 – Сметная стоимость труб в без изоляции

Вид работ	Диаметр	Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
Стальная труба без изоляции	50 мм	1980,63	18083,13	100 м	ФЕР24-01-020-01
	65 мм	2048,10	18699,16	100 м	ФЕР24-01-020-02
	80 мм	2177,64	19881,89	100 м	ФЕР24-01-020-03
	100 мм	2605,66	23789,69	100 м	ФЕР24-01-020-04
	125 мм	3025,51	27622,90	100 м	ФЕР24-01-020-05
	150 мм	3855,75	35203,02	100 м	ФЕР24-01-020-06

Вид работ	Диаметр	Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
Стальная труба без изоляции	200 мм	4334,38	39572,89	100 м	ФЕР24-01-020-07
	250 мм	6285,11	57383,05	100 м	ФЕР24-01-020-08
	300 мм	6855,49	62590,62	100 м	ФЕР24-01-020-09
	400 мм	8895,57	81216,59	100 м	ФЕР24-01-020-10
	500 мм	10837,21	98943,71	100 м	ФЕР24-01-020-11
	600 мм	12428,98	113476,56	100 м	ФЕР24-01-020-12
	700 мм	14411,73	131579,06	100 м	ФЕР24-01-020-13
	800 мм	17763,62	162181,89	100 м	ФЕР24-01-020-14
	900 мм	20521,18	187358,36	100 м	ФЕР24-01-020-15
	1000 мм	23577,35	215261,24	100 м	ФЕР24-01-020-16
Пластиковая труба без изоляции	50 мм	1 378	12 581	100 м	ФЕР24-01-020-01
	65 мм	1 442	13 168	100 м	ФЕР24-01-020-02
	80 мм	1 555	14 195	100 м	ФЕР24-01-020-03
	100 мм	1 749	15 968	100 м	ФЕР24-01-020-04
	125 мм	2 037	18 601	100 м	ФЕР24-01-020-05
	150 мм	2 795	25 517	100 м	ФЕР24-01-020-06
	200 мм	3 220	29 398	100 м	ФЕР24-01-020-07
	250 мм	5 004	45 687	100 м	ФЕР24-01-020-08
	300 мм	5 545	50 624	100 м	ФЕР24-01-020-09
	400 мм	7 136	65 153	100 м	ФЕР24-01-020-10
	500 мм	8 919	81 429	100 м	ФЕР24-01-020-11
	600 мм	9 902	90 401	100 м	ФЕР24-01-020-12
	700 мм	11 590	105 821	100 м	ФЕР24-01-020-13
	800 мм	14 023	128 033	100 м	ФЕР24-01-020-14
	900 мм	16 110	147 082	100 м	ФЕР24-01-020-15
1000 мм	18 669	170 445	100 м	ФЕР24-01-020-16	

*Данные стоимости работ составлены без учета материала

ФЕР24-01-020 - Бесканальная прокладка стальных трубопроводов в изоляции из пенополиуретана (ППУ) с изоляцией стыков скорлупами при номинальном давлении 1,6 МПа, температуре 150°С

*Для пластиковых труб данная расценка взята применительно

Индекс перевода в текущий уровень цен - 9,13 (Письмо Минстроя №10379-ИФ/09 от 20.03.2020г)

Таблица ЖЗ – Стоимость бесканальной прокладки труб

Вид работ		Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
I группа грунта	80 мм	15730,15	143 616,27	100 м	ФЕР 22-05-002
	100 мм	15 730,15	143 616,27		
	125 мм	18 255,23	166 670,25	100 м	ФЕР 22-05-002
	150 мм	18 255,23	166 670,25		
	200 мм	18 481,05	168 731,99	100 м	ФЕР 22-05-002
	250 мм	20 981,89	191 564,66	100 м	ФЕР 22-05-002
	300 мм	40 325,24	368 169,44	100 м	ФЕР 04-01-078
	400 мм	24 004,68	219 162,73	100 м	ФЕР 22-05-002
	500 мм	48 472,42	442 553,19	100 м	ФЕР 04-01-077
	600 мм	36 909,10	336 980,08	100 м	ФЕР 22-05-002*
	700 мм	43 361,31	395 888,76	100 м	ФЕР 22-05-002*
	800 мм	49 813,52	454 797,44	100 м	ФЕР 22-05-002*
	900 мм	56 265,74	513 706,21	100 м	ФЕР 22-05-002*
	1000 мм	62 717,95	572 614,88	100 м	ФЕР 22-05-002*
	1100 мм	69 170,16	631 523,56	100 м	ФЕР 22-05-002*
1200 мм	75 622,37	690 432,24	100 м	ФЕР 22-05-001-07	
	80 мм	18 464,56	168 581,43	100 м	ФЕР 22-05-002
	100 мм	18 464,56	168 581,43		
	125 мм	21 426,62	195 625,04	100 м	ФЕР 22-05-002

Вид работ		Стоимость, руб. в БУЦ	Стоимость, руб. в ТУЦ	Единица измерения	Примечание
II группа грунта	150 мм	21 426,62	195 625,04		
	200 мм	21 686,39	197 996,74	100 м	ФЕР 22-05-002
	250 мм	24 611,58	224 703,73	100 м	ФЕР 22-05-002
	300 мм	40 325,24	368 169,44	100 м	ФЕР 04-01-078
	400 мм	28 138,19	256 901,67	100 м	ФЕР 22-05-002
	500 мм	48 472,42	442 553,19	100 м	ФЕР 04-01-077
	600 мм	52 351,00	477 964,63	100 м	ФЕР 22-05-002*
	700 мм	56 229,54	513 375,70	100 м	ФЕР 22-05-002*
	800 мм	60 108,11	548 787,04	100 м	ФЕР 22-05-002*
	900 мм	63 986,68	584 198,39	100 м	ФЕР 22-05-002*
	1000 мм	67 865,24	619 609,64	100 м	ФЕР 22-05-002*
	1100 мм	71 743,80	655 020,89	100 м	ФЕР 22-05-002*
	1200 мм	75 622,37	690 432,24	100 м	ФЕР 22-05-001-07
III группа грунта	80 мм	21 935,73	200 273,21	100 м	ФЕР 22-05-002
	100 мм	21 935,73	200 273,21		
	125 мм	25 452,60	232 382,24	100 м	ФЕР 22-05-002
	150 мм	25 452,60	232 382,24		
	200 мм	25 755,51	235 147,81	100 м	ФЕР 22-05-002
	250 мм	29 219,29	266 772,12	100 м	ФЕР 22-05-002
	300 мм	40 325,24	368 169,44	100 м	ФЕР 04-01-078
	400 мм	33 386,04	304 814,55	100 м	ФЕР 22-05-002
	500 мм	48 472,42	442 553,19	100 м	ФЕР 04-01-077
	600 мм	43 945,12	401 218,95	100 м	ФЕР 22-05-002*
	700 мм	49 224,66	449 421,15	100 м	ФЕР 22-05-002*
	800 мм	54 504,20	497 623,35	100 м	ФЕР 22-05-002*

Методика определения капитальных затрат в тепловые сети

Капитальные затраты в строительство объектов энергетики рассчитываются по укрупненным показателям стоимости, которые разрабатываются проектными организациями по материалам конструкции теплопровода, длинам, особенностям трассировки, а также состоянию грунта.

Таблица 31 – Стоимость 1 км бесканальной прокладки ПЭ трубопроводов теплоснабжения и надземной прокладки на опорах

Диаметр труб, мм	Цены строительства на 2020 год, руб./100 м					
	в сухих грунтах с погрузкой и вывозом грунта автотранспортом	в мокрых грунтах с погрузкой и вывозом грунта автотранспортом	в сухих грунтах с работой на отвале	в мокрых грунтах с работой на отвале	на низких опорах	на высоких опорах
50	25 406	33 813	23 681	31 713	11 940,33	23 545,06
65	29 831	39 405	27 598	36 958	13 914,92	27 438,73
80	34 282	45 626	31 955	42 792	16 111,73	31 770,61
100	41 256	51 056	38 168	47 966	19 070,02	39 725,31
125	49 793	60 371	46 351	57 124	25 669,58	51 666,77
150	62 505	73 030	58 817	70 669	34 062,23	68 390,23
200	86 186	99 691	81 698	91 371	50 346,89	89 373,14
250	133 197	151 184	127 187	144 848	80 963,53	128 065,49
300	186 799	207 491	177 724	199 564	119 735,12	184 746,43
400	281 410	302 119	268 953	290 802	170 664,14	255 350,69
500	410 878	437 623	399 129	422 323	231 681,74	336 273,87
600	613 374	644 626	594 101	622 926	368 906,24	524 292,08
700	769 305	802 200	746 421	776 268	465 007,50	650 736,25
800	967 067	1 002 384	939 533	971 017	586 764,54	811 468,47
900	1 229 797	1 274 709	1 194 782	1 234 820	746 174,88	1 031 925,68
1000	1 509 010	1 564 118	1 466 045	1 515 173	915 586,24	1 266 213,82

Одним из официальных источников данных о современной стоимости строительства тепловых сетей являются государственные сметные нормативы НСЦ 81-02-2014. В таблице Ж1 приведена сводная таблица, показывающая стоимость 1 км бесканальной прокладки трубопроводов теплоснабжения в

изоляции из пенополиуретана (ППУ) в зависимости от влажности грунта с погрузкой и вывозом грунта автотранспортом и с работой на отвале, а так же при надземной прокладке на опорах.

Так как в черте города при планируемой застройке применяют бесканальную прокладку трубопроводов с работой на отвале, а вдоль обьездной дороги применяют прокладку на низких опорах теплоснабжения, аппроксимируем стоимость работ по прокладке трубопроводов (рисунок 31, 32).

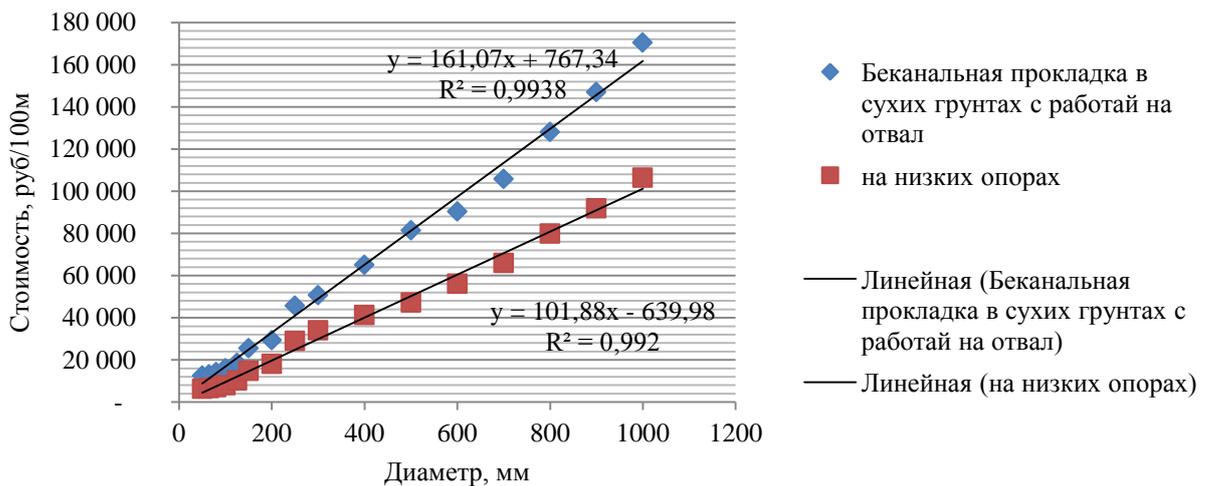


Рисунок 31 – Зависимость стоимости работ по прокладке трубопроводов теплоснабжения от диаметра

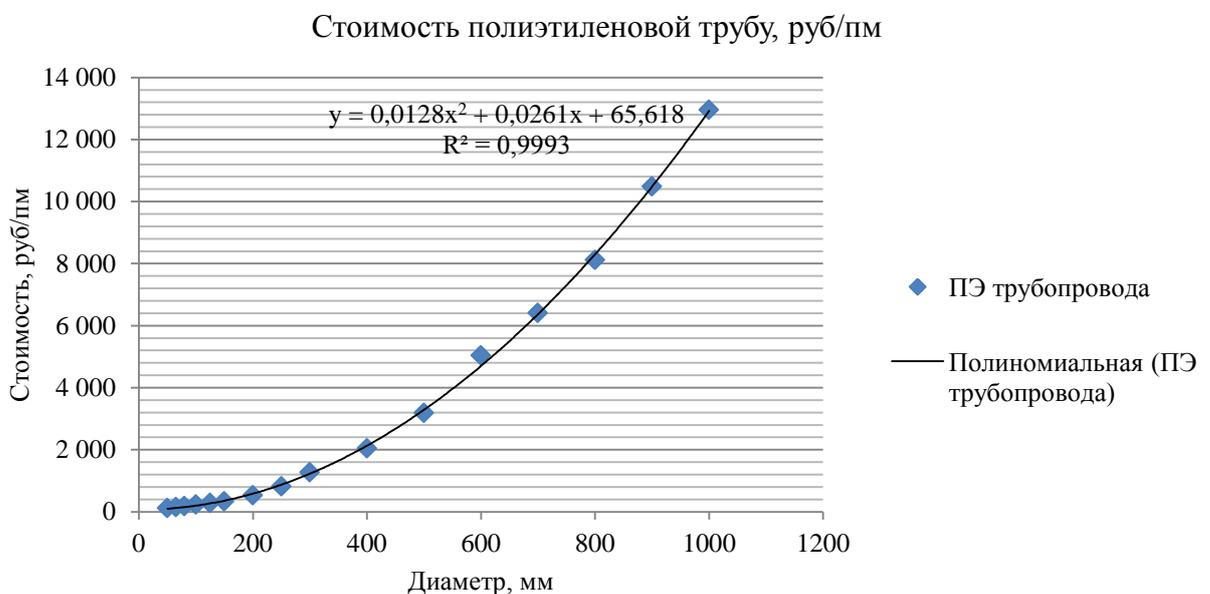


Рисунок 32 – Зависимость стоимости полиэтиленовой трубы от диаметра

Капитальные вложения в тепловые сети $KZ_{сеть}^{yd}$, тыс. руб./п.м. в двухтрубном исчислении составят:

– в бесканальной прокладке $KZ_c^{BK} = 1,636 d + 0,012 \cdot d^2 + 73,283$ руб./п. м.;

– на низких опорах: $KZ_c^{HO} = (1,03 d + 0,012 \cdot d^2 + 59,211)$ руб./п. м.,
где d – диаметр тепловой сети, мм.

Для преодоления искусственных, либо же природных препятствий применяется технология ГНБ (горизонтально направленного бурения).

Данный метод позволяет проводить прокладку практически на любой глубине. Методы прокола и продавливания позволяют обходить все нежелательные объекты, например, железнодорожные пути, водоёмы автострады и так далее. Данный метод не требует больших затрат и производится с помощью специального оборудования.

Таблица 33 – Стоимость прокладки трубопроводов теплоснабжения методом ГНБ, руб./м

Диаметр, мм	I группа грунта	II группа грунта	III группа грунта	Примечание
80 мм	1 436,16	1 685,81	2 002,73	ФЕР 22-05-002
100 мм	1 436,16	1 685,81	2 002,73	
125 мм	1 666,70	1 956,25	2 323,82	ФЕР 22-05-002
150 мм	1 666,70	1 956,25	2 323,82	
200 мм	1 687,32	1 979,97	2 351,48	ФЕР 22-05-002
250 мм	1 915,65	2 247,04	2 667,72	ФЕР 22-05-002
300 мм	1 946,99	3 681,69	3 681,69	ФЕР 04-01-078
400 мм	2 191,63	2 569,02	3 048,15	ФЕР 22-05-002
500 мм	2 599,53	4 425,53	4 425,53	ФЕР 04-01-077
600 мм	3 369,80	4 779,65	4 012,19	ФЕР 22-05-002*
700 мм	3 958,89	5 133,76	4 494,21	ФЕР 22-05-002*
800 мм	4 547,97	5 487,87	4 976,23	ФЕР 22-05-002*
900 мм	5 137,06	5 841,98	5 458,26	ФЕР 22-05-002*
1000 мм	5 726,15	6 196,10	5 940,28	ФЕР 22-05-002*
1100 мм	6 315,24	6 550,21	6 422,30	ФЕР 22-05-002*
1200 мм	6 904,32	6 904,32	6 904,32	ФЕР 22-05-001-07
Вид работ	Стоимость, руб.		Единица измерения	Примечание

Источником данных для оценки стоимости 1 км прокладки трубопроводов теплоснабжения в изоляции из пенополиуретана (ППУ) методом горизонтально направленного бурения послужили текущие цены на проектно-изыскательные и строительно-монтажные работы, выполняемые строительными организациями в РФ. Средняя стоимость работ приведена в таблице Ж3.

Капитальные вложения в тепловые сети $KЗ^{ГНБ}$, тыс. руб./п.м., в двухтрубном исчислении с учетом стоимости ПЭ трубопровода без изоляции составят (рис.Ж4):

– в грунтах I группы: $KЗ_c^{ГНБ} = 0,014d^2 + 3,902d + 1882,61$, тыс. руб./п. м.,

– в грунтах II группы: $KЗ_n^{ГНБ} = 0,013d^2 + 6,547d + 1200,61$, тыс. руб./п. м.,

– в грунтах III группы: $KЗ_m^{ГНБ} = 0,012d^2 + 3,902d + 1882,61$ тыс. руб./п. м.,

где d – диаметр тепловой сети, мм.

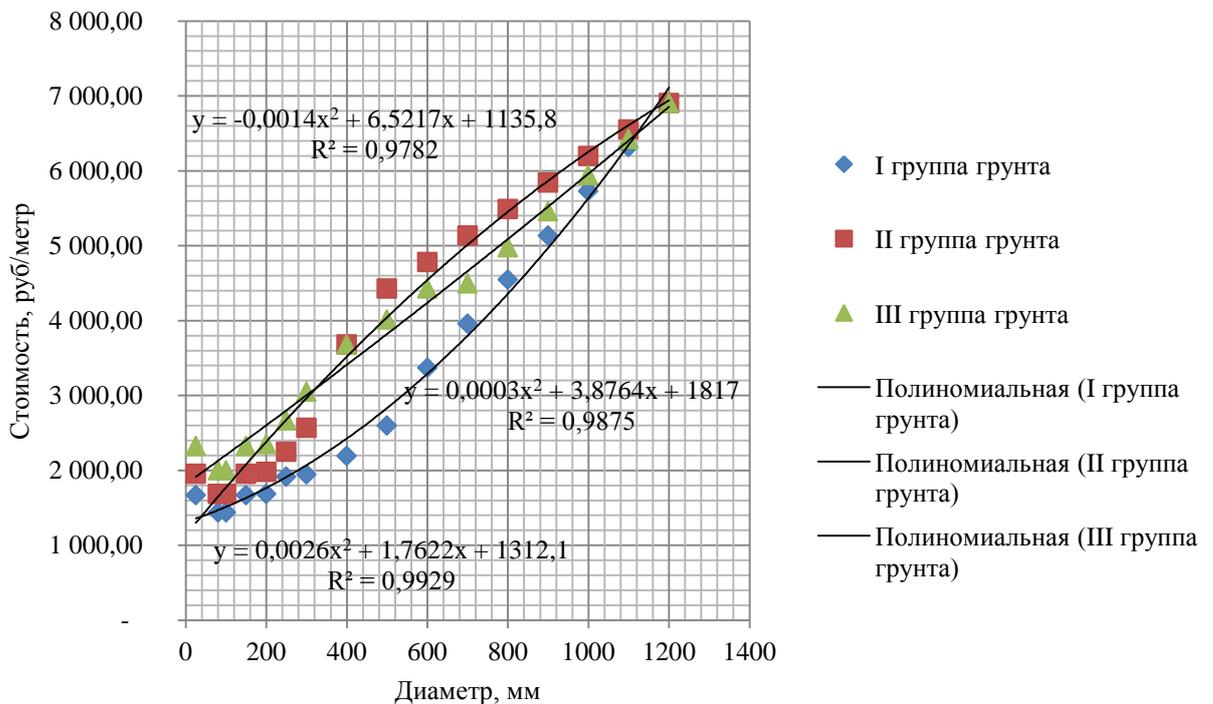


Рисунок 3 4 – Зависимость стоимости прокладки трубопровода полиэтиленовой трубы методом ГНБ от диаметра

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ООО «Смарт инжиниринг»
канд. техн. наук
Р. А. Беркутов
«06» сентября 2022 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Третьяковой Полины Александровны

Комиссия в составе: председатель Захаров Д.С. – технический директор ООО «Смарт инжиниринг»; члены комиссии: Ульянов Д.М. – главный специалист; Загородных В.М. – главный специалист; Ренард В.А. – главный специалист составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Совершенствование систем централизованного теплоснабжения с использованием тепловых насосов» представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы при согласовании проекта тепловых сетей на этапах согласования трассировок.

Использование представленных в диссертации рекомендаций позволило производить трассировку тепловых сетей с учетом ситуационных факторов.

Данный подход весьма актуален при определении трассы трубопроводов ввиду исключения субъективного фактора и технико-экономического обоснования трассировки с заказчиком.

Председатель комиссии:


_____ Д.С. Захаров