



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОРОД МАГАДАН»
НА ПЕРИОД С 2014 ДО 2029 ГОДА
(актуализация на 2025год)**

Книга 2: Обосновывающие материалы

Глава 20.3. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) перехода на температурный график отпуска тепла ЦТП, привязанный к температурному графику отпуска тепла с коллекторов Магаданской ТЭЦ на отопительный сезон - 130/70 С, в том числе восстановления гидравлических показателей тепловых сетей до проектных значений «Магаданской ТЭЦ»

СТС.020.002.020.003

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Департамент жилищно-коммунального
хозяйства и коммунальной инфраструктуры
мэрии города Магадана

Руководитель Департамент ЖКХ и Ки мэрии
города Магадана

_____ Худинин А.Н.
подпись

Разработчик:
ИП Зарубин М.С.

_____ Зарубин М.С.
подпись

**Магадан
2024 г.**

Оглавление

ПАСПОРТ АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	4
ГЛАВА 20.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ (ТЭО) ПЕРЕХОДА НА ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК ОТПУСКА ТЕПЛА ЦТП, ПРИВЯЗАННЫЙ К ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАФИКУ ОТПУСКА ТЕПЛА С КОЛЛЕКТОРОВ МАГАДАНСКОЙ ТЭЦ НА ОТОПИТЕЛЬНЫЙ СЕЗОН - 130/70 С, В ТОМ ЧИСЛЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДО ПРОЕКТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ «МАГАДАНСКОЙ ТЭЦ»	7
а) общие сведения о текущей функциональной структуре теплоснабжения	7
б) предпосылки перехода на график 130/70 и существующие проблемы организации теплоснабжения перспективных потребителей	8
в) сравнительный технико-экономический анализ работы тепломагистралей МТЭЦ при температурных графиках 130/70 оС и 114/55 оС	13
г) моделирование гидравлического режима при температурном графике 130/70 оС в программе ZuluThermo	16
в) затраты на реконструкцию и модернизацию тепловых сетей, а также сопутствующие эксплуатационные расходы при переходе на температурный график 130/70 оС	21
в) Основные выводы и решения по переходу на повышенный температурный график 130/70 оС	34

Состав документа

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» (Утверждаемая часть)	СТС.020.001.000.000
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	СТС.020.002.001.000
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	СТС.020.002.002.000
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	СТС.020.002.003.000
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	СТС.020.002.004.000
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	СТС.020.002.005.000
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	СТС.020.002.006.000
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	СТС.020.002.007.000
Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	СТС.020.002.008.000
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	СТС.020.002.009.000
Глава 10 Перспективные топливные балансы	СТС.020.002.010.000
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	СТС.020.002.011.000
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	СТС.020.002.012.000
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	СТС.020.002.013.000
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	СТС.020.002.014.000
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	СТС.020.002.015.000
Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	СТС.020.002.016.000
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	СТС.020.002.017.000
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	СТС.020.002.018.000
Глава 19. Разработка плана действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций с применением электронного моделирования системы теплоснабжения	СТС.020.002.019.000
Глава 20.1 Детальная инвентаризация перспективных потребителей с учетом требуемых тепловых нагрузок	СТС.020.002.020.001
Глава 20.2 Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) перевода котельных МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» на альтернативный вид топлива (сжиженный углеводородный газ (СУГ), электрическая энергия и/или комбинированный вид топлива)	СТС.020.002.020.002
Глава 20.3 Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) перехода на температурный график отпуска тепла ЦТП, привязанный к температурному графику отпуска тепла с коллекторов Магаданской ТЭЦ на отопительный сезон - 130/70 С, в том числе восстановления гидравлических показателей тепловых сетей до проектных значений «Магаданской ТЭЦ»	СТС.020.002.020.003

Паспорт актуализированной схемы теплоснабжения

Виды работ	Актуализация схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год).
Основание для разработки схемы теплоснабжения	<p>1.Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями);</p> <p>2.Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения (с изменениями)»;</p> <p>3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;</p> <p>4.Федеральный закон от 06.10.2003 г. №131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 10.01.2022 г.);</p> <p>5.Федеральному закону от 07.12.2011 г. № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения;</p> <p>6.Федеральный закон от 07.12.2011 г. № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;</p> <p>7.Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;</p> <p>8. Министерство энергетики Российской Федерации Приказ от 30.06.2014 г. №399 «Методика расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»;</p> <p>9.Постановление Правительства Российской Федерации № 452 от 16.05.2014 г. «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений»;</p> <p>10. Генеральный план муниципального образования «Город Магадан»</p> <p>11. Утвержденная в 2023 г. актуализированная Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан»;</p> <p>12. Другие нормативно-правовые и нормативно-методические документы.</p>
Заказчики схемы	Департамент жилищно-коммунального хозяйства и коммунальной инфраструктуры мэрии города Магадана

<p>Цели разработки теплоснабжения</p> <p>схемы</p>	<p>Целью работы является разработка решений по повышению надежности и эффективности эксплуатации систем теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан», как базового документа, определяющего стратегию и единую техническую политику перспективного развития систем теплоснабжения.</p> <p>Работа должна содержать анализ фактического состояния систем теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан», полную информацию о фактических технико-экономических показателях, требуемую для принятия решения о целесообразности инвестирования в технологические решения с целью обеспечения надежности и развития системы централизованного теплоснабжения муниципального образования с учетом снижения эксплуатационных затрат и достижения необходимого уровня энергоэффективности.</p> <p>Разработка единого комплекса мероприятий, обеспечит сбалансированное перспективное развитие системы коммунальной инфраструктуры в соответствии с потребностями жилищного и промышленного строительства обеспечения надежности, энергетической эффективности указанных системы, снижения негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека, повышения инвестиционной привлекательности коммунальной инфраструктуры на территории муниципального образования «Город Магадан».</p> <p>Задачи:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Камеральное обследование системы теплоснабжения: <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Сбор исходных данных. 1.2 Отображение полученной информации в ходе камерального обследования в облачном хранилище. 1.3 Создание единой системы совместного управления проектом. 2. Актуализация схемы теплоснабжения (текстовая, графическая и расчетная часть, электронная гидравлическая модель системы теплоснабжения): <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Утверждаемая часть схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» (Разделы 1-15); 2.2. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» (Главы 1-20). <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Разработка плана действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций с применением электронного моделирования системы теплоснабжения (доп. Глава 19). 2.2.2. Детальная инвентаризация перспективных потребителей с учетом требуемых тепловых нагрузок (доп. Глава 20 часть 1). 2.2.3. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) перевода котельных МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» на альтернативный вид топлива (сжиженный углеводородный газ (СУГ), электрическая энергия и/или комбинированный вид топлива) (доп. Глава 20 часть 2). 2.2.4. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) перехода на температурный график отпуска тепла ЦТП, привязанный к
--	--

	<p>температурному графику отпуска тепла с коллекторов Магаданской ТЭЦ на отопительный сезон - 130/70 С, в том числе восстановления гидравлических показателей тепловых сетей до проектных значений «Магаданской ТЭЦ» (доп. Глава 20 часть 3).</p> <p>2.3. Актуализация электронной гидравлической модели системы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан».</p> <p>3. Развитие и обеспечение функционирования муниципальной геоинформационной системы в сфере теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» (далее – МГС).</p>
Этапы (периоды) Схемы теплоснабжения	<p>Базовым годом разработки – принять год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения муниципального образования.</p> <p>Расчеты по перспективе развития систем теплоснабжения формируются на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды.</p>
Основные индикаторы и показатели, позволяющие оценить ход реализации мероприятий схемы и ожидаемые результаты реализации мероприятий из схемы теплоснабжения	<ul style="list-style-type: none"> – обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов; - обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами; – снижение потерь воды и тепловой энергии в сетях централизованного отопления и горячего водоснабжения в установленные сроки. – соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей; - оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

ГЛАВА 20.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ (ТЭО) ПЕРЕХОДА НА ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК ОТПУСКА ТЕПЛА ЦТП, ПРИВЯЗАННЫЙ К ТЕМПЕРАТУРНОМУ ГРАФИКУ ОТПУСКА ТЕПЛА С КОЛЛЕКТОРОВ МАГАДАНСКОЙ ТЭЦ НА ОТОПИТЕЛЬНЫЙ СЕЗОН - 130/70 С, В ТОМ ЧИСЛЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДО ПРОЕКТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ «МАГАДАНСКОЙ ТЭЦ»

а) общие сведения о текущей функциональной структуре теплоснабжения

Теплоснабжение муниципального образования «Город Магадан» обеспечивается следующими теплоснабжающими и теплосетевыми организациями:

1. Филиалом публичного акционерного общества энергетики и электрификации Филиал ПАО «Магаданэнерго» Магаданская ТЭЦ (далее – МТЭЦ). МТЭЦ единственный источник теплоснабжения центральной части города Магадана.

Тепловую энергию потребителям непосредственно города Магадана поставляет МТЭЦ. МТЭЦ - тепловая угольная электрическая станция в городе Магадане, введена в эксплуатацию в 1962 году.

Номенклатура основной продукции, произведённой МТЭЦ:

- электрическая энергия;
- тепловая энергия в горячей воде.

Установленная электрическая мощность МТЭЦ - 96 МВт (с учётом ДЭС мощностью 21 МВт - находится в резерве и работает в режиме профилактики оборудования и аварийных пусков), располагаемая электрическая мощность – 75 МВт, установленная тепловая - 495 Гкал/ч (с учётом водогрейной котельной мощностью 200 Гкал/ч, запущенной в 1989 г.).

Система горячего водоснабжения - открытая. Отпуск тепла с горячей водой ведется от обеих очередей станции по температурному графику теплосети 114/55°C. Для подготовки воды для подпитки теплосети используется вода с городского питьевого водохранилища.

2. Муниципальным унитарным предприятием г. Магадана «Магадантеплосеть» (далее - МУП г. Магадана «Магадантеплосеть»).

Теплоснабжение микрорайонов Новой Весёлой, Радистов, Дукча, Снежный, Снежная долина, посёлков Уптар и Сокол осуществляется от источников тепловой энергии МУП г. Магадана «Магадантеплосеть».

Система централизованного теплоснабжения города Магадан двухтрубная до ЦТП, трехтрубная после ЦТП: подающий и обратный трубопроводы на отопление, вентиляцию и трубопровод на бесциркуляционную схему ГВС (циркуляционный трубопровод для ГВС не предусмотрен). Подача тепловой энергии в систему теплоснабжения г. Магадана производится следующими тепломагистралями по двухтрубной схеме:

-2*dy500мм - тепломагистраль ТМ1 (двухтрубная), однострунная протяженность 5,298 км, введена в эксплуатацию в 1963 году;

-1*dy400мм – тепломагистраль ТМ1А (однострунная), однострунная протяженность 2,091 км, введена в эксплуатацию в 1975 году;

-2*dy800мм – тепломагистраль ТМ2 (двухтрубная), однострунная протяженность 4,168 км, введена в эксплуатацию в 1975 году;

-2*dy500мм – тепломагистраль ТМ3 (двухтрубная), однострунная протяженность 8,59 км, введена в эксплуатацию в 1980 году;

-2*dy700мм – тепломагистраль ТМ4 (двухтрубная), однострунная протяженность 12,128 км, введена в эксплуатацию в 1983 году.

Тепловые сети от МТЭЦ.

Магаданская ТЭЦ является источником теплоснабжения большей части потребителей города Магадан. Тепловые сети от МТЭЦ предназначены для передачи тепла в горячей воде на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию жилых, административных зданий, зданий соцкультбыта, а также зданий и сооружений промышленных предприятий. ЦТП-7 и теплосети на микрорайон Пионерный находятся на балансе МТЭЦ. Транспорт тепла потребителям от МТЭЦ осуществляется по пяти магистралям:

– магистраль ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3;

– магистраль ТМ №4;

– магистраль ТМ-1А. Тепломагистраль №3 является продолжением тепломагистрали №2 в ТП11.

Тепловая энергия, произведённая в МТЭЦ, по магистральным сетям передаётся МУП г. Магадана «Магадантепловая» для транспортировки по распределительным сетям в систему теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан».

б) предпосылки перехода на график 130/70 и существующие проблемы организации теплоснабжения перспективных потребителей

Социально-экономическое и жилищное развитие МО «Город Магадан» на перспективу предполагает застройку существенных площадей города объектами жилищной, социально-бытовой, здравоохранительной и прочими сферами, теплоснабжение которых планируется осуществить от МТЭЦ, но в настоящий момент такая возможность отсутствует по причине ограниченной пропускной способности магистральных трубопроводов, в связи с выработкой трубопроводами своего эксплуатационного ресурса.

В связи с чем возникла необходимость в проработке вопроса перехода на повышенный график теплоснабжения 130/70 °С с целью определить, как изменение графика работы тепловой сети повлияет на способность магистралей МТЭЦ.

На текущий момент по результатам гидравлического расчета фактически установившегося режима теплоснабжения:

1. Пропускная способность магистрали ТМ №1 (2Ду500) недостаточна для обеспечения присоединенной тепловой нагрузки. Для гидравлической разгрузки магистрали ТМ №1 открыта перемычка между ТМ №1 и ТМ №2 по подающему и обратному трубопроводу.

2. Магистраль ТМ №1 от ТП11 до ТК14 (2Ду500) перегружена – удельные линейные потери в подающем трубопроводе превышают нормативные в 1,4 раза.

3. Магистраль ТМ №3 от ТП11 до ТП15 (2Ду500) работает на пределе пропускной способности. Увеличение расхода теплоносителя в подающем трубопроводе в этом направлении без реконструкции тепломагистрали с увеличением диаметра не рекомендуется (по данным 2016 года, данные необходимо актуализировать).

4. Магистраль ТМ №4 (2Ду700) имеет большой запас пропускной способности. Расчетный расход теплоносителя 390 т/ч при допустимом 3200 т/ч. Однако при протяженности более 5 км (от МТЭЦ до ЦТП 10) требуется резервирование источника теплоснабжения. При отсутствии других источников теплоснабжения в районе ЦТП 10 рекомендуется рассмотреть вариант резервирования с перекладкой тепломагистрали ТМ №4 с 2Ду700 на 4Ду350.

Поверочный расчет выполнен для трубопроводов магистральных тепловых сетей (от МТЭЦ до ЦТП).

Выводы по результатам гидравлического расчета с учетом утвержденной тепловой нагрузке потребителей:

1. Магистраль МТ №1 от МТЭЦ до ТК18 перегружена. При этом удельные линейные потери на участке от МТЭЦ до ТП11 превышают нормативные в 1,3 раза, на участке от ТП11 до ТК18 – в 3,4 раза. Опрокидывание напора в точке ТК14.

2. Магистраль ТМ №2 работает в пределах своей пропускной способности.

3. Магистраль ТМ №3 от ТП11 до ТП19 перегружена – удельные линейные потери превышают нормативные в 1,87-2,75 раза. Опрокидывание напора в точке ТП 14.

4. Магистраль ТМ №4 (2Ду700) имеет большой запас пропускной способности. Расчетный расход теплоносителя 372,7 т/ч при допустимом 3200 т/ч. Однако при

протяженности более 5 км (от МТЭЦ до ЦТП 10) требуется резервирование источника теплоснабжения. При отсутствии других источников теплоснабжения в районе ЦТП 10 рекомендуется рассмотреть вариант резервирования с перекладкой тепломагистральной ТМ №4 с 2Ду700 на 4Ду350.

На основании выше перечисленных замечаний, обеспечение присоединенной тепловой нагрузки существующими магистральными сетями (ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3) невозможно. Необходима реконструкция магистральных сетей ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3 и обеспечение резервирования ТМ №4.

В таблице ниже отражены основные технические характеристики тепловых сетей (магистралей и ответвлений) передающих теплоноситель от Магаданской ТЭЦ до ЦТП, такие как: условный диаметр (Ду), год ввода в эксплуатацию, срок службы, расчётные (проектные) температура и давление теплоносителя в подающем трубопроводе.

Таблица 1- Тепловые магистрали первичного контура, принадлежащие Магаданской ТЭЦ

Наименование тепловой сети	Участок тепловой сети	Ду, (мм)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы	Тпроект, (°С)	Рпроект, (кг/см ²)
Магистраль №1	ТЭЦ-:-ТП11	2хДу500	1964	57	130/70	16
Магистраль №1А	ТЭЦ-:-ТП11	1хДу400	1976	45	95	16
Магистраль №2	ТЭЦ-:-ТП11	2хДу800	1976	45	150/70	16
Магистраль №3	ТП11-:-ТК18	2хДу500	1980	41	150/70	16
Магистраль №4	ТЭЦ-:-ТП1с	2хДу700	1983	38	150/70	16

Из таблицы следует, что все тепловые магистрали выработали нормативный ресурс работы, составляющий 25 лет.

В соответствие с НТД, регламентирующими срок службы магистралей следует:

1. Приказ №536 от 15 декабря 2020 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»»:

«461. При эксплуатации ОПО, на которых используется оборудование под давлением, в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности должно быть обеспечено проведение экспертизы промышленной безопасности документации, зданий, сооружений ОПО и оборудования под давлением, а также испытаний, технического диагностирования, технических освидетельствований оборудования под давлением в случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами Российской Федерации».

2. Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий СО 153-34.17.464-2003:

«1.2. Срок службы трубопровода устанавливается организацией-изготовителем и указывается в паспорте трубопровода.

При отсутствии такого указания срок службы устанавливается в следующих пределах:

- для трубопроводов пара II категории группы 1 - 150 тыс. ч (20 лет);
- для стационарных трубопроводов сетевой и подпиточной воды (III или (и) IV категорий) - 25 лет;
- для остальных трубопроводов (II категории группы 2, III и IV категорий) - 30 лет».

По данным полученным от Филиала ПАО «Магаданэнерго» Магаданская ТЭЦ в 2004 году Северо-Восточное управление Госгортехнадзора России в письме № 327 от 12.04.2004 предложило провести экспертизу промышленной безопасности всех магистральных трубопроводов и до установления фактического технического состояния тепломагистралей и получения экспертизы промышленной безопасности, ограничить эксплуатационные параметры:

- магистраль № 1 – 16 кг/см²; Т_{пр}=123°C; Т_{об}=70°C;
- магистраль № 2 – 16 кг/см²; Т_{пр}=126°C; Т_{об}=70°C;
- магистраль № 3 – 16 кг/см²; Т_{пр}=115°C; Т_{об}=70°C;
- магистраль № 4 – 16 кг/см²; Т_{пр}=126°C; Т_{об}=70°C;

В соответствии с выработкой нормативного ресурса работы в 2006 – 2008 гг. была разработана программа проведения, технического диагностирования и контроля технического состояния тепловых магистралей Магаданской ТЭЦ №1, 2, 3, 4.

Оценка технического состояния трубопроводов тепловых магистралей выполнена, по договору, компанией ОАО «Магаданэнергоналадка», а строительных конструкций – компанией ООО «НПК Техническая экспертиза и сертификация» – имеющей соответствующие права на проведение работ по технической экспертизе трубопроводов и строительных конструкций тепловых сетей.

По результатам проведенных в 2006-2008 гг. технического диагностирования и контроля технического состояния тепловых магистралей №1, 2, 3, 4 Магаданской ТЭЦ, были выданы заключения (отчёты по контролю №53-Д/07, 54-Д/07, №20-О/07, №72-Д/08), в которых в связи с несоответствием металла трубопроводов тепловых магистралей, требованиям действующих в тот период «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (ПБ 10-573-03), были ограничены (снижены) предельные параметры работы трубопроводов всех (кроме тепловой магистрали №4) тепловых магистралей до Р_п = 1,0 МПа, Р_{об} = 1,0 МПа, Т_п = 115 °С, Т_{об} = 115 °С.

Материал трубопроводов на тепловых магистралях, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» имеет следующие предельные параметры (ПП):

– трубопроводы (2 х Ду500) ТМ №1, от ТЭЦ до ТК14 выполнены из: труб Ø530х6 мм, Ø530х6 мм из сталей ВСт3сп2, с ПП ($t = 115^{\circ}\text{C}$, $p = 10 \text{ кг/см}^2$);

– трубопроводы (1 х Ду400) ТМ №1А, от ТЭЦ до ТП11 выполнены из: труб Ø426х9 мм по ГОСТ 10704-69, из стали ВМСт3сп по ГОСТ 380-71, с ПП ($t = 115^{\circ}\text{C}$, $p = 10 \text{ кг/см}^2$) и труб Ø426х8 мм по ГОСТ 10704-63, из стали 10сп (гр.В) по ГОСТ 1050-60, с ПП ($t = 130^{\circ}\text{C}$, $p = 16 \text{ кг/см}^2$);

– трубопроводы (2 х Ду800) ТМ №2, от ТЭЦ до ТП11 выполнены в основном из: труб Ø820х9 мм по ГОСТ 10704-63, ГОСТ 10706-63, из сталей ВСт3пс, ВСт3сп, ВСт3пс2, ВСт3сп2 по ГОСТ 380-71, с ПП ($t = 115^{\circ}\text{C}$, $p = 10 \text{ кг/см}^2$);

– трубопроводы (2 х Ду500) ТМ №3, от ТП11 до ТК25 выполнены из: труб Ø530х8 мм по ГОСТ 10704-63, ГОСТ 10706-63, из стали ВСт3сп2 по ГОСТ 380-71, с ПП ($t = 115^{\circ}\text{C}$, $p = 10 \text{ кг/см}^2$);

Учитывая общий температурный график отпуска тепла по тепловым магистралям №1 (Ду500), №2 (Ду800), №3 (Ду500), №4 (Ду700) от Магаданской ТЭЦ, были приняты следующие предельные параметры работы трубопроводов для всех трубопроводов тепловых магистралей: $R_p = 1,0 \text{ МПа}$, $R_{об} = 1,0 \text{ МПа}$, $T_p = 115^{\circ}\text{C}$, $T_{об} = 115^{\circ}\text{C}$.

В соответствии с п. 8 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» и п.4.1 Стандартов организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» «Здания и сооружения объектов энергетики. Методика оценки технического состояния». СТО 17230282.27.010.001-2007, в 2011 году проведены технические освидетельствования тепловых магистралей МТЭЦ №1, 1А, 2, 3, 4. По результатам технических освидетельствований намечены мероприятия до 2013 г., которые были выполнены в срок. В результате технического освидетельствования по тепловым магистралям установлены эксплуатационные параметры:

- магистраль № 1 – не выше 10 кг/см^2 ; не выше $T_{пр}=115^{\circ}\text{C}$; не выше $T_{об}=70^{\circ}\text{C}$;
- магистраль № 2 – не выше 10 кг/см^2 ; не выше $T_{пр}=115^{\circ}\text{C}$; не выше $T_{об}=70^{\circ}\text{C}$;
- магистраль № 3 – не выше 10 кг/см^2 ; не выше $T_{пр}=115^{\circ}\text{C}$; не выше $T_{об}=70^{\circ}\text{C}$;
- магистраль № 4 – не выше 14 кг/см^2 ; не выше $T_{пр}=115^{\circ}\text{C}$; не выше $T_{об}=70^{\circ}\text{C}$;

В 2016 году ООО «Колымский экспертный центр» были проведены экспертизы промышленной безопасности тепловых магистралей МТЭЦ №1, 2, 3, 4. Заключение ЭПБ

внесены в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности в Северо-Восточном Управлении по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

По результатам проведенных обследований принято техническое решение ПАО «Магаданэнерго» от 09.09.2016 установить для тепловых магистралей следующие эксплуатационные параметры:

№ п/п	Наименование магистрали	Эксплуатационные параметры		
		Т раб ≤ 130 °С	Р раб ≤ 1,6 МПа	Р пр = 2,0 МПа
1	тепловая магистраль ст. № 1	Т раб ≤ 130 °С	Р раб ≤ 1,08 МПа	Р пр = 1,35 МПа
2	тепловая магистраль ст. № 2	Т раб ≤ 150 °С	Р раб ≤ 1,24 МПа	Р пр = 1,55 МПа
3	тепловая магистраль ст. № 3	Т раб ≤ 150 °С	Р раб ≤ 1,6 МПа	Р пр = 18,7 кгс/см ²
4	тепловая магистраль ст. № 4	Т раб ≤ 150 °С	Р раб ≤ 1,6 МПа	Р пр = 18,7 кгс/см ²

Срок безопасной эксплуатации тепловых магистралей продлен на период 8 лет.

В результате проведения ЭПБ 2016 года температура была увеличена в связи с отменой ПБ 10-573-03 и изменением методики оценки технического состояния с учетом расчета остаточного ресурса, но при этом давление в тепловой магистрали Ду800 ст. № 2 ограничено по результатам УЗК толщинометрии, фактическая толщина отдельных основных элементов (основная труба, труба в районе врезок, секторных колен) ниже расчетной, определенной расчетом на прочность, для рабочих параметров трубопровода (150°С/16 кг/см²). При наличии ограничения давления в 10,8 кг/см², а также сложившихся при этом гидравлических режимах сети, для безопасной эксплуатации системы теплоснабжения недопустимо повышение температуры прямой сетевой воды более 115 градусов.

в) сравнительный технико-экономический анализ работы тепломагистралей МТЭЦ при температурных графиках 130/70 °С и 114/55 °С

По результатам проведенного анализа температур обратной сетевой воды для графика 114/55 (для примера приводится динамика температур за январь 2023 года), представленного в таблице

Таблица 2, можно сделать вывод, что даже при существующем температурном графике 114/55°С, в широком диапазоне температур наружного воздуха, не обеспечивается полный теплосъем. Превышение температуры теплоносителя в обратной тепломагистрали варьируется в пределах 2 – 6 °С, что в свою очередь вызывает недоотпуск тепловой энергии с коллекторов Магаданской ТЭЦ.

Таблица 2- Сравнительный анализ фактических значений температур теплоносителя в обратных трубопровода тепломagистралей МТЭЦ и температуры теплоносителя в обратных трубопроводах по утвержденному температурному графику

Дата	Фактическая температура нар. возд.	t _{обр} по утвержденному температурному графику	TM2 - Ду800	TM4 - Ду700	TM1, TM2 - Ду500
1	-14,1	50	53,3	55,4	54,7
2	-10,6	46	48,5	52,1	49,8
3	-11,6	47	48,7	51,5	51,2
4	-9,3	44	47,1	49,9	53,9
5	-13,2	48	49,6	52,1	54,2
6	-16,1	51	52,7	55,8	56,8
7	-15,5	51	53,5	56	55,5
8	-15,6	51	53,1	55	54
9	-18,1	52	53,3	55,2	54,7
10	-21,9	54	56,4	57,6	58,6
11	-23,4	54	56,5	57,7	58,7
12	-21,9	54	56,5	57,7	58,5
13	-22,3	54	56,4	57,3	58,6
14	-19,8	53	55,7	57,2	57,9
15	-18,5	53	55,6	56,6	57,9
16	-21,3	54	56,1	57	58,1
17	-21,5	54	56,7	57,6	58,7
18	-21,2	54	56,2	56,3	58,4
19	-22	55	56,2	56,7	58,4
20	-23,1	54	56,4	57,7	58,6
21	-23,7	55	56,7	58	59
22	-23,7	55	56,9	57,8	58,9
23	-23,5	55	56,9	58	58,9
24	-20,1	53	56,2	57,5	58,3
25	-12,4	47	52,2	55	53,6
26	-9,1	44	47,6	51,2	49,4
27	-12,4	47	46,9	50	49,6
28	-16,7	52	50,4	52,3	52,3
29	-13,1	48	52,7	55	53,9
30	-7	43	46,3	51	48,2
31	-10,2	45	46,1	48,3	47,9

В соответствие с утвержденной тепловой схемой работы Магаданской ТЭЦ является работа турбоагрегата ПТ-25-90 ст. № 7 в режиме ухудшенного вакуума - через конденсатор пропускают обратную сетевую воду и при переходе на температурный график 130/70 невозможно будет охлаждение конденсатора обратной сетевой водой из-за недопустимого повышения температуры обратной сетевой воды. При переводе конденсатора турбоагрегата на охлаждение циркуляционной водой, подогретая вода сбрасывается в окружающую среду и не участвует в теплофикационном цикле. Это приводит к снижению теплофикационной выработки турбоагрегатами, что в свою очередь ведет к росту удельных расходов условного топлива на отпускаемую продукцию, увеличению расхода твердого топлива на 6% (около 13000-20000 тонн угля за год) и увеличению себестоимости отпускаемой продукции Магаданской ТЭЦ.

В таблице 3 приведен сравнительный анализ ТЭП Магаданской ТЭЦ на примере фактической работы станции в январе 2022 года и моделирования ситуации на случай перевода конденсатора турбоагрегата ст.№ 7 на циркуляционную воду, также на диаграмме 1 составлен сравнительный анализ изменения расхода твердого топлива в случае перехода на температурный график 130/70.

Таблица 3 - Сравнительный анализ ТЭП Магаданской ТЭЦ на примере фактической работы станции в январе 2022 года и моделирования ситуации на случай перевода конденсатора турбоагрегата ст.№ 7 на циркуляционную воду

Показатель	Единицы измерения	Факт январь 2022	Работа ТА ст.№7 на цирк. воде
Тнв	град	-11,7	-11,7
Вугл нат	тнт	34271	35986
Qрн угля	ккал/кг	5526	5526
Эвыр	тыс.кВтчас	20523	20523
Эотп	тыс.кВтчас	8302	8302
Qотп	Гкал	142157	142157
Qкэв	Гкал	11221	11221
Qбез кэв	Гкал	130936	130936
в ээ	г/кВтчас	477,8	509,9
в тэ	кг/Гкал	162,3	169,6
Нт	МВт	27,6	27,6
Нт КЭВ	МВт	18,6	18,6
Себестоимость Э/Э	руб/кВт·час	7,2581	7,7451
Себестоимость Т/Э	руб/Гкал	1788,51	1868,81

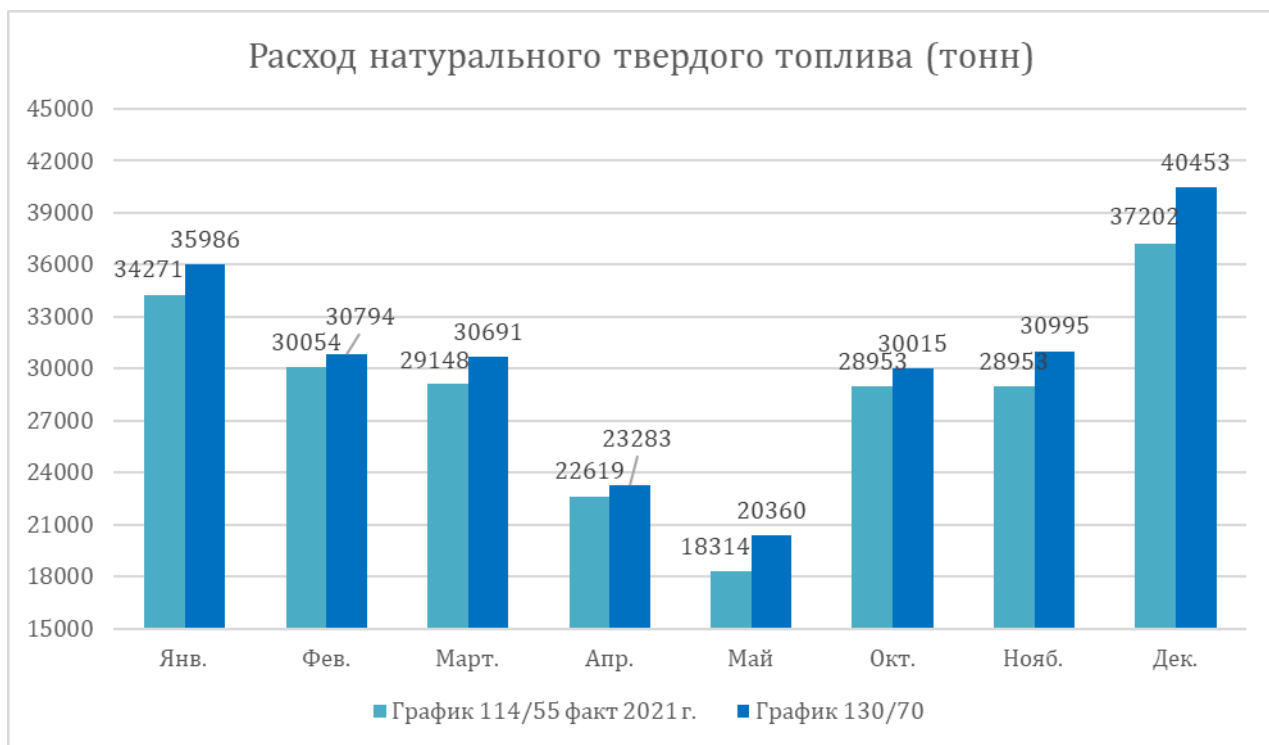


Рисунок 1 – Диаграмма расхода твердого топлива при работе станции в январе 2022 года по утвержденному графику и при моделировании ситуации на случай перевода конденсатора турбоагрегата ст.№ 7 на циркуляционную воду для работы по графику 130/70 (помесячно)

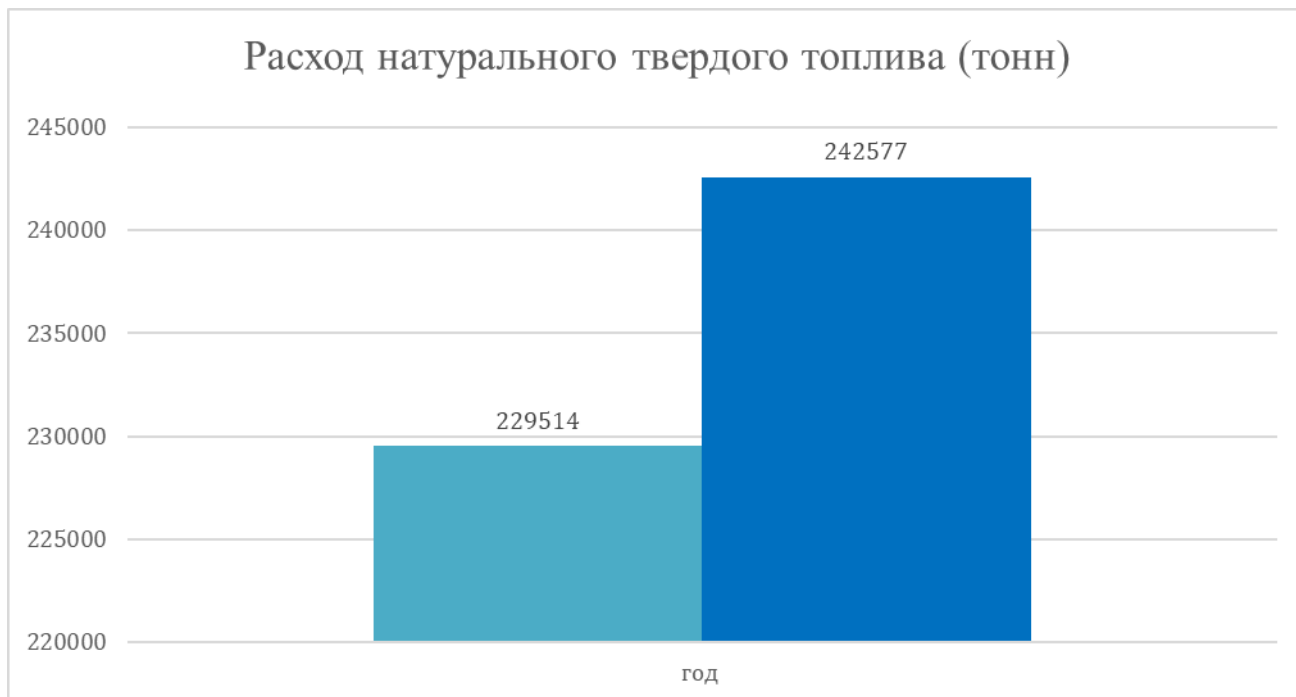


Рисунок 2 – Диаграмма расхода твердого топлива при работе станции в январе 2022 года по утвержденному графику и при моделировании ситуации на случай перевода конденсатора турбоагрегата ст.№ 7 на циркуляционную воду для работы по графику 130/70 (годовая)

г) моделирование гидравлического режима при температурном графике 130/70 °С в программе ZuluThermo

Моделирование перевода централизованной системы теплоснабжения на предложенный температурный график 130/70 °С выполнено при различных температурах наружного воздуха и производилось в программном комплексе ZuluThermo на базе существующей электронной модели, также по утвержденному и предложенному температурным графикам, определен теоретический отпуск тепла. Полученные данные по теоретическому отпуску тепла представлены на рисунках 3 - 4 в виде графиков.

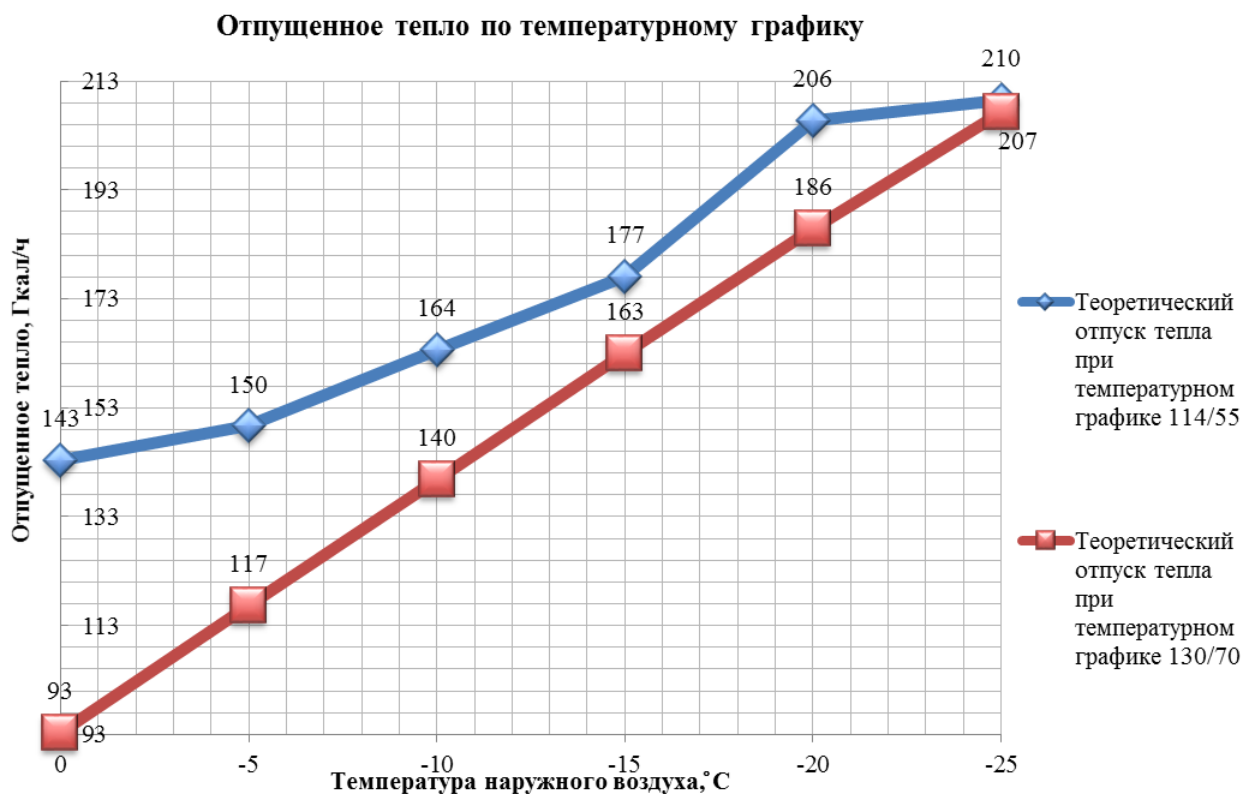


Рисунок 3 – График отпуска тепловой энергии по утвержденному температурному графику

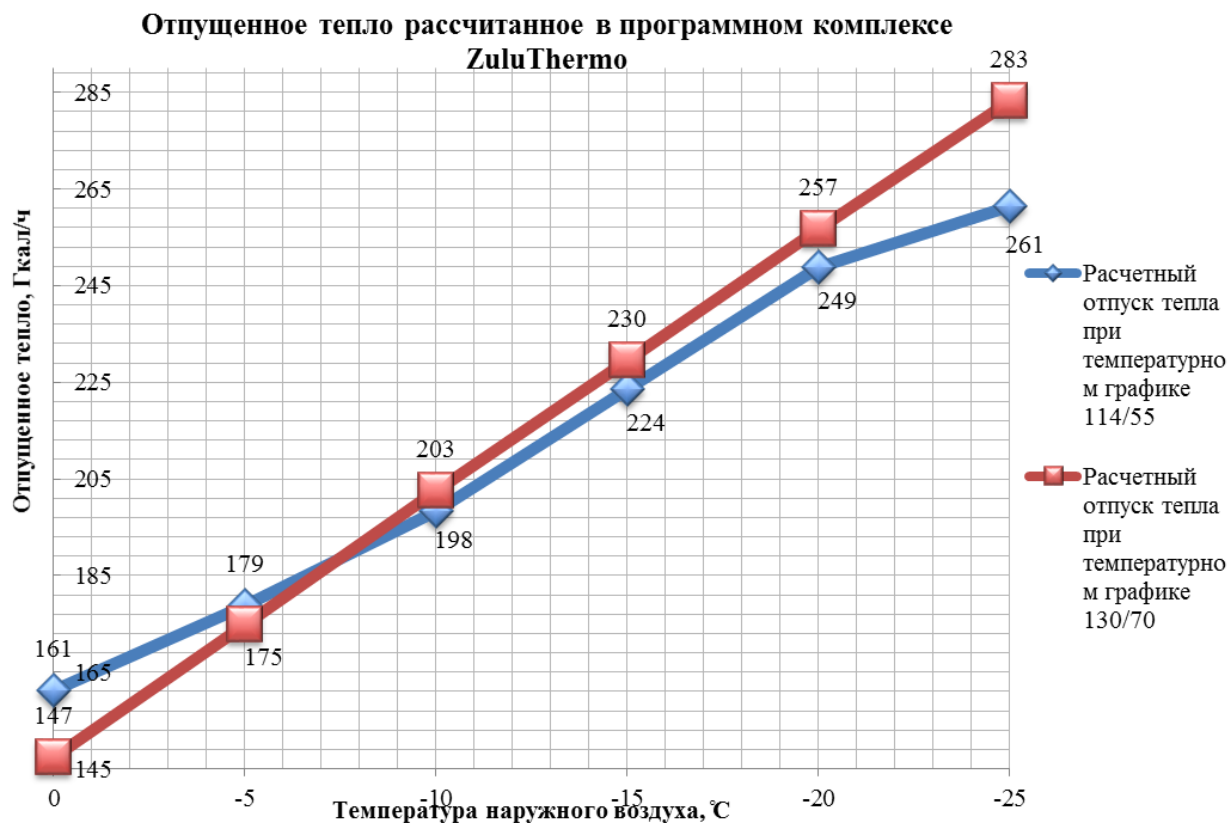


Рисунок 4 – График отпуска тепловой энергии по температурному графику 130/70

Сравнительный график «Общий усредненный отпуск тепла» представленный на рисунке 5 построен на основании среднемесячных температур наружного воздуха, зафиксированных в отопительный период с октября по май, а также расходов теплоносителя, полученных в результате моделирования различных режимов тепловой сети города Магадана. В сравнительном графике представлен усредненный теоретический отпуск тепла, согласно температурным графикам 114/55 °С и 130/70 °С и усредненный, полученный в результате расчета в программном комплексе ZuluThermo. В обоих вариантах суммарный усредненный отпуск тепла при переходе на график 130/70 °С - снижается.

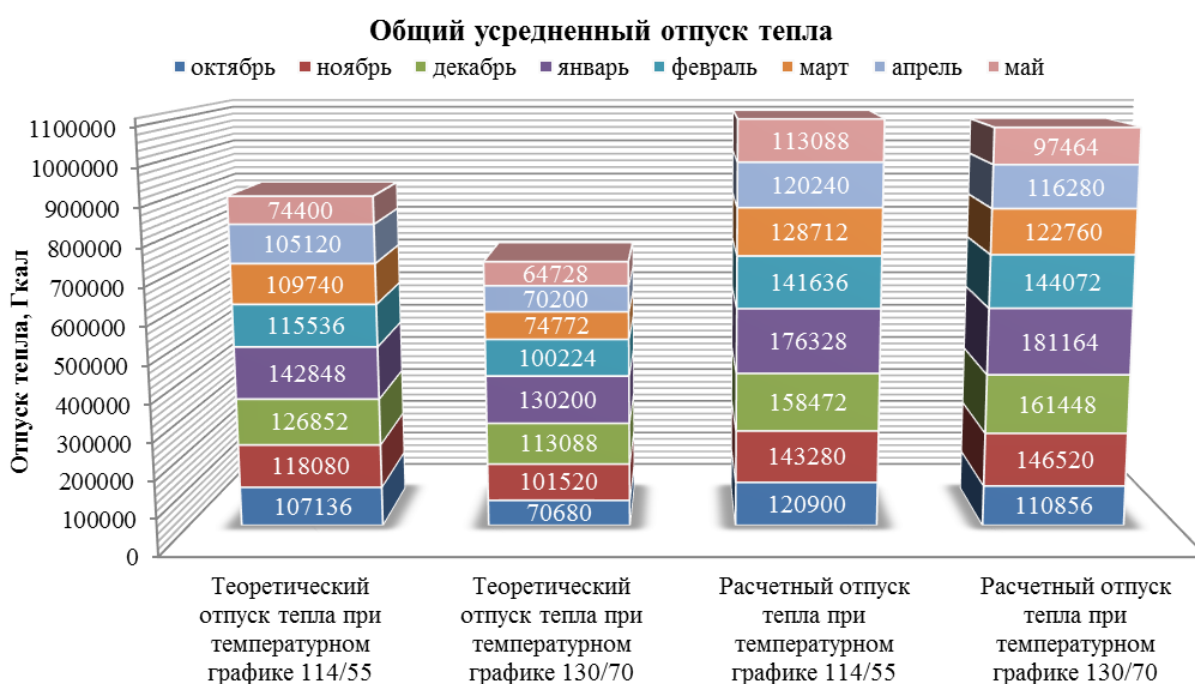


Рисунок 5 – Общий усредненный отпуск тепла

В графике «Расчетный суммарный расход прямой сетевой воды» на рисунке 6 представлены результаты поверочного расчета программного комплекса ZuluThermo. Из графика видно, что суммарный расход теплоносителя через магистральные трубопроводы при температуре наружного воздуха выше - 8 °С увеличится, а после - незначительно, в пределах погрешности, сократится (до 6 т/ч).

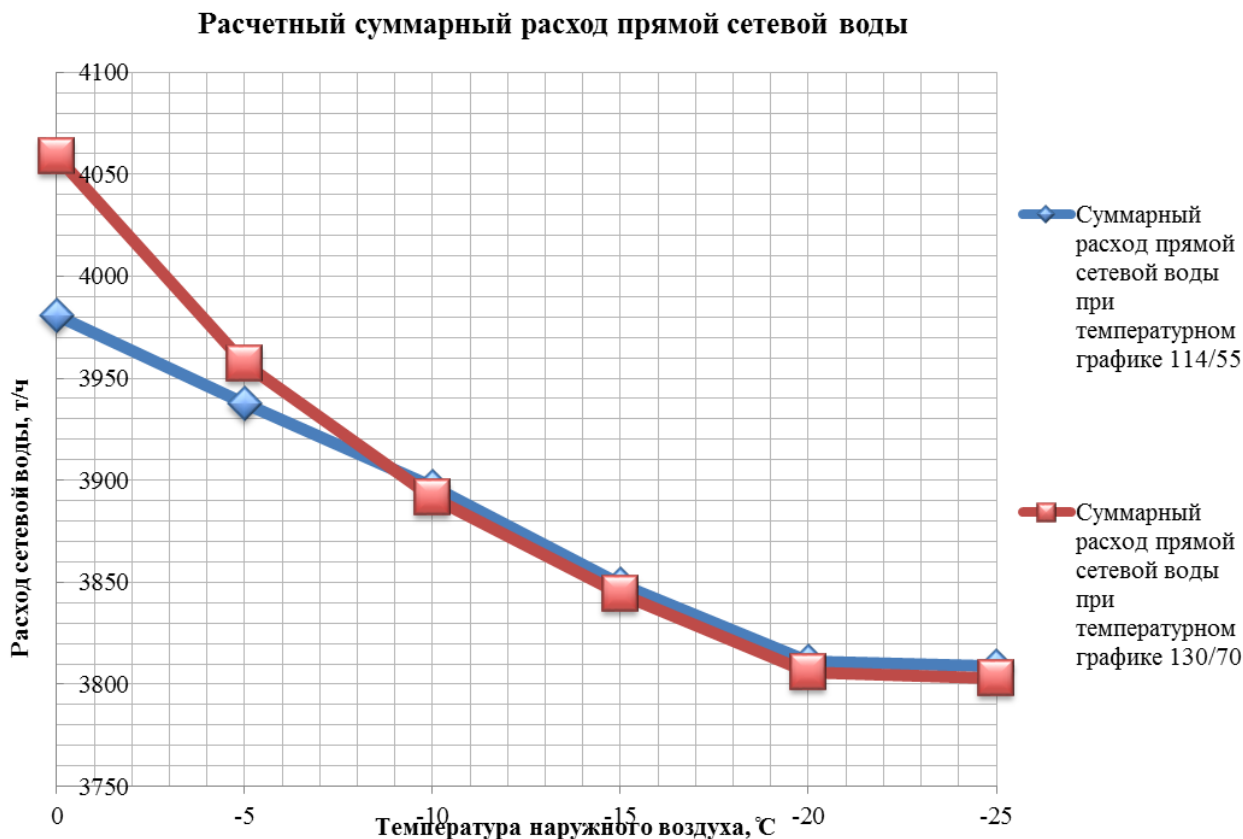


Рисунок 6 – Расчетный суммарный расход прямой сетевой воды

В таблице 4 представлены величины общего расчетного расхода прямой и обратной сетевой воды в точках ТП – 9(А), ТП – 6(А), ТП – 11.

Таблица 4 - Сравнительный анализ величин общего расхода (прямая/обратная) сетевой воды в точках ТП-9(А), ТП-6(А), ТП-11

Условный диаметр	ТП-9, т/ч	ТП-6, т/ч	ТП-11, т/ч
114/55			
"0°C"			
Dy 500	664,8/224,2	664,6/224,4	664,3/224,6
Dy 800	2301,5/1969	2272,4/1941,4	2271/1942,0
"-5°C"			
Dy 500	655,4/212,9	655,3/213,1	655,0/213,3
Dy 800	2282,9/1952,5	2253,7/1924,7	2253,1/1925,3
"-10°C"			
Dy 500	646,5/202,1	646,4/202,3	646,1/202,5
Dy 800	2265,2/1936,5	2236,0/1908,9	2235,4/1909,5
"-15°C"			
Dy 500	635,7/189,0	635,6/189,2	635,3/189,4
Dy 800	2244,0/1917,6	2214,7/1889,9	2214,1/1890,6
"-20°C"			
Dy 500	627,2/178,6	627,0/178,7	626,8/179,0
Dy 800	2227,3/1902,8	2198,1/1875,2	2197,5/1875,8
"-25°C"			
Dy 500	626,5/177,8	626,4/178,0	626,1/178,2
Dy 800	2226,3/1902,0	2197,1/1874,3	2196,5/1874,9

Условный диаметр	ТП-9, т/ч	ТП-6, т/ч	ТП-11, т/ч
130/70			
"0°C"			
Dy 500	681,5/233,0	681,4/233,2	681,1/233,4
Dy 800	2335,5/1996,6	2306,4/1969,1	2305,8/1969,7
"-5°C"			
Dy 500	659,6/217,9	659,4/218,1	659,1/218,3
Dy 800	2291,3/1959,9	2262,2/1932,3	2261,5/1932,9
"-10°C"			
Dy 500	643,8/198,8	643,6/198,9	643,3/199,2
Dy 800	2259,7/1931,6	2230,5/1903,9	2229,9/1904,6
"-15°C"			
Dy 500	632,3/184,8	632,1/185,0	631,9/185,3
Dy 800	2237,1	2207,9/1883,8	2207,3/1884,5
"-20°C"			
Dy 500	623,3/173,8	623,1/174,0	622,9/174,3
Dy 800	2219,7/1896,1	2190,4/1868,4	2189,8/1869,0
"-25°C"			
Dy 500	616,5/165,5	616,3/165,6	616,1/165,9
Dy 800	2206,6/1884,6	2177,4/1856,9	2176,7/1857,5

При переходе с действующего температурного графика на предложенный, отпуск тепла потребителю сократится, в то время, как расходы сетевой воды увеличатся при температуре наружного воздуха от + 8 °С до – 8 °С, а при дальнейшем понижении температуры наружного воздуха, относительно утверждённого температурного графика, расходы останутся неизменными, т.е. отпуск тепла сократится при неизменном гидравлическом режиме магистральных трубопроводов. Кроме того, при смене температурного графика необходима наладка тепловых сетей вторичного контура.

Переход на температурный график 130/70 °С не только не обеспечит необходимый запас пропускной способности для подключения новых абонентов, но и ухудшит гидравлический режим в диапазоне от +8 °С до -8 °С. Подключение новых потребителей приведет к неустойчивому гидравлическому режиму тепловой сети первичного и вторичного контуров, что может привести к остановке вторичного контура и разбалансировки системы отопления отдельных потребителей.

По существующему пьезометрическому графику участок сети ТК-18 ÷ ЦТП-2 первичного контура работает с давлением 5,8 кгс/см² ÷ 4,9 кгс/см². При пиковых расходах ГВС давление снижается ниже 3,5 кгс/см². В соответствии с пьезометрическим графиком необходимо обеспечивать невоскипание теплоносителя. При 130 °С температура кипения достигается при снижении давления до 3 кгс/см², а при 115 °С – до 1,5 кгс/см². Таким образом, при работе на графике 130/70 °С, при существующих ограничениях гидравлического режима, снижение давления ниже 3 кгс/см² на участке ТК-18 ÷ ЦТП-2 или снижение давления на коллекторе ТЭЦ до 6,9 кгс/см², приведет к вскипанию

теплоносителя, что вызовет гидравлический удар тепловой сети с нарушением целостности трубопроводов.

Стоит отметить, что для изменения температурного графика необходимо произвести работы по реконструкции, модернизации и технического перевооружения тепловых сетей.

в) затраты на реконструкцию и модернизацию тепловых сетей, а также сопутствующие эксплуатационные расходы при переходе на температурный график 130/70 °С

На основании данных представленных в «п. б» настоящей главы, для снятия действующих ограничений по результатам проведенных экспертиз, а также для получения нового заключения ЭПБ при постановке тепловых сетей МТЭЦ на учет как ОПО (опасный производственный объект) в соответствии с требованиями статьи 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», объекты, на которых осуществляется эксплуатация трубопроводов тепловых сетей, предназначенных для транспортирования водяного пара с давлением более 0,07 МПа и горячей воды с температурой более 115 °С, подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов (ОПО), при переходе на температурный график 130/70 °С требуется частичная реконструкция с увеличением диаметра и модернизация существующих участков тепловых сетей МТЭЦ. Перечень участков и затраты представлены в таблицах 5 - 6.

Также для предотвращения возможного вскипания теплоносителя в периоды пиковых расходов ГВС из-за снижения давления необходимо проведение мероприятий по переходу от открытой схемы ГВС на закрытую. Это позволит обеспечить устойчивые гидравлический режим работы всех тепломагистралей ТЭЦ, а также существенно увеличит пропускную способность магистралей. На сегодняшний день единственно выполнимым вариантом с технической точки зрения является вариант № 2 (описан в Главе 9 Обосновывающих материалов) с приготовлением ГВС на ЦТП и строительством циркуляционных трубопроводов до потребителей, затраты по которому, по предварительной оценке, составляют 18 394,5 млн. рублей без НДС.

Таблица 5 – Перечень участков и их характеристики

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Период эксплуатации, лет
1	ТП1ас	потребители ЦТП-7	57,0	400	400	Подземная канальная	0,162	0,107	1,588	0,939	35
2	задвижка ТК-14-ЦТП-1	потребители ЦТП-1	56,0	500	500	Подземная канальная	0,155	0,085	1,103	0,744	48
3	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	30,0	500	500	Подземная канальная	0,045	0,019	0,62	0,407	46
4	задвижка ТП-2с	ТП3с	638,0	700	700	Надземная	0,066	0,041	0,052	0,032	39
5	ТП-2с	задвижка ТП-2с	5,0	700	700	Надземная	0,001	0	0,052	0,032	39
6	задвижка ТП-1с	ТП-2с	946,0	700	700	Надземная	0,099	0,06	0,052	0,032	41
7	ТП1ас	ТП-1с	1200,0	700	700	Надземная	0,127	0,075	0,053	0,031	33
8	ТП-1с	задвижка ТП-1с	5,0	700	700	Надземная	0,001	0	0,052	0,032	39
9	задвижка ТП-4с	ТП5с	1441,0	700	700	Надземная	0,151	0,094	0,047	0,029	39
10	ТП3с	ТП-4с	620,0	700	700	Надземная	0,064	0,04	0,051	0,032	39
11	ТП-4с	задвижка ТП-4с	5,0	700	700	Надземная	0,001	0	0,047	0,029	39
12	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	18,0	500	500	Подземная канальная	0,002	0,002	0,119	0,047	35
13	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	14,0	400	400	Подземная канальная	0,054	0,044	3,479	1,723	38
14	ЭстВК	ТП1ас	1025,0	700	700	Надземная	0,648	0,378	0,316	0,185	33
15	задвижка ТП-19-ЦТП-12	ТК-2660	133,5	400	400	Подземная канальная	0,649	0,338	3,479	1,723	38
16	ТК-2660	задвижка 2660-ЦТП-12	1,0	400	400	Подземная канальная	0,107	0,053	3,479	1,723	38
17	задвижка УТ 18	УТ-18	2,0	500	500	Подземная канальная	0,001	0,006	0,62	0,407	44
18	задвижка ТП-19	задвижка УТ 18	173,0	500	500	Подземная канальная	0,284	0,186	1,109	0,727	44
19	ТП-19	задвижка ТП-19-ЦТП-11	5,0	500	500	Подземная канальная	0,002	0,002	0,119	0,047	35
20	задвижка ТП-19-ЦТП-11	ТП	100,0	500	500	Подземная канальная	0,039	0,016	0,213	0,085	35
21	ТП	ТК-1781	1269,0	500	500	Подземная канальная	0,24	0,096	0,119	0,047	35
22	ТП-19	задвижка ТП-19-ЦТП-12	5,0	400	400	Подземная канальная	0,088	0,084	3,479	1,723	38
23	ТП-19	задвижка ТП-19	5,0	500	500	Подземная канальная	0,015	0,017	1,109	0,727	44
24	ТП	ТП	58,0	500	500	Подземная канальная	0,011	0,004	0,119	0,047	35

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Период эксплуатации, лет
25	УТ-25	задвижка УТ-25-ЦТП-4	30,0	500	500	Подземная канальная	0,053	0,042	0,62	0,407	46
26	задвижка УТ-25-ЦТП-4	задвижка ЦТП-4	5,0	500	500	Подземная канальная	0,02	0,013	0,62	0,407	46
27	задвижка 1781-1780	ТК-1780	48,0	500	500	Подземная канальная	0,009	0,003	0,119	0,047	35
28	ТК-1780	задвижка 1780-ЦТП-11	2,0	500	500	Подземная канальная	0,002	0	0,119	0,047	35
29	ТК-1781	Перемычка 1781	2,0	500	500	Подземная канальная					35
30	Перемычка 1781	задвижка 1781	2,0	500	500	Подземная канальная					35
31	ТК-1781	задвижка 1781-1780	2,0	500	500	Подземная канальная	0,002	0	0,119	0,047	35
32	Магистраль №4	ЭстВК	250,0	700	700	Надземная	0,158	0,092	0,316	0,184	33
33	ТК1	ТК2	25,6	500	500	Подземная канальная	0,115	0,111	3,734	3,601	61
34	ТК2	ТК2а	19,4	500	500	Подземная канальная	0,087	0,084	3,734	3,601	61
35	ТК2а	ТК3	78,0	500	500	Подземная канальная	0,349	0,337	3,734	3,601	61
36	Магистраль №1а	П2/1-М1а	728,0	400		Надземная	5,712		4,207		49
37	Магистраль №2	ТП9а-М2	910,0	800	800	Надземная	5,746	4,063	3,529	2,54	49
38	Магистраль №1	ТК 0	77,0	500	500	Надземная	0,4	0,386	3,734	3,6	61
39	ТК 0	ТК1	25,5	500	500	Подземная канальная	0,114	0,11	3,734	3,6	61
40	ТК3	ТП1	52,0	500	500	Подземная канальная	0,233	0,225	3,733	3,601	61
41	ТП1	ТП2	64,9	500	500	Подземная канальная	0,318	0,307	3,733	3,601	61
42	ТП2	П1/5-1	77,5	500	500	Надземная	0,43	0,389	3,733	3,375	61
43	П1/5-1	П1/5-2	98,5	500	500	Подземная канальная	0,596	0,539	3,732	3,375	61
44	П1/5-2	НО8	38,0	500	500	Надземная	0,17	0,154	3,732	3,375	61
45	НО8	ТП3	112,0	500	500	Надземная	0,513	0,479	3,732	3,376	61
46	П2/1-М1а	ТП3а	160,0	400		Надземная	1,04		3,746		49
47	ТП3а	ТП4-М1а	261,0	400		Надземная	1,175		2,615		49
48	ТП3	ТП4-М1	258,0	500	500	Надземная	1,177	0,875	3,731	2,772	61
49	ТП4-М1а	ТП9-М1а	136,0	400		Надземная	0,41		1,493		49

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Период эксплуатации, лет
50	ТП9-М1а	задвижка М1а-ТП9	4,0	400		Надземная	0,027		1,493		49
51	задвижка М1а-ТП9	ТП9	1,0	400		Надземная	0,003		1,493		49
52	ТП9	задвижка М1а-ТП11	793,0	400		Надземная	2,236		1,493		49
53	ТП4-М1	ТП9-М1	136,0	500	500	Надземная	0,818	0,46	3,73	2,098	61
54	ТП9-М1	НО14	205,0	500	500	Надземная	1,127	0,634	3,729	2,098	61
55	ТП9а-М2	ТП 6а	300,0	800	800	Надземная	1,519	0,845	2,752	2,017	49
56	ТП 6а	задвижка ТП-11-М2	510,0	800	800	Надземная	2,252	1,707	2,674	1,966	49
57		задвижка М1-ТП11	330,0	500	500	Надземная	1,823	1,021	3,727	2,1	61
58	НО14	ТП6	100,0	500	500	Надземная	0,602	0,339	3,728	2,099	61
59	ТП6	-	190,0	500	500	Надземная	1,004	0,566	3,728	2,099	61
60	задвижка ТК-14-ТК-14	ТК-15	443,9	500	500	Подземная канальная	2,713	1,607	3,16	1,844	48
61	ТК 14	задвижка ТК-14-ЦТП-1	1,0	500	500	Подземная канальная	0,016	0,024	1,103	0,744	48
62	ТК 14	задвижка ТК-14-ТК-14	1,0	500	500	Подземная канальная	0,045	0,061	3,16	1,844	48
63	ТК 15	перемычка ТК16	208,0	500	500	Подземная канальная	3,053	1,681	12,232	6,734	44
64	перемычка ТК16	ТК 16	208,0	500	500	Подземная канальная	4,102	2,259	12,23	6,735	44
65	задвижка ТП-11-М2	ТП-11-М2	5,0	800	800	Подвальная	0,11	0,041	2,672	1,967	49
66	ТП-11-М2	задвижка ТП-11-М2	5,0	500	500	Подвальная	0,163	0,159	11,17	6,145	49
67	ПЗ/1-2	ПЗ/2	25,5	500	500	Подземная канальная	0,374	0,206	12,235	6,732	44
68	ПЗ/2	ПЗ/3	46,5	500	500	Подземная канальная	0,773	0,425	12,235	6,732	44
69	ПЗ/3	ПЗ/4	26,3	500	500	Надземная	0,386	0,212	12,234	6,733	44
70	ПЗ/4	ТК 15	178,0	500	500	Подземная канальная	3,21	1,607	12,234	6,733	44
71	задвижка ТП-11-М2	ПЗ/1-2	132,8	500	500	Подземная канальная	2,131	1,172	12,236	6,731	44
72	задвижка М1-ТП11	ТП-11-М1	3,0	500	500	Надземная	0,08	0,023	3,725	2,101	61

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Период эксплуатации, лет
73	задвижка М1а-ТП11	ТП-11-М1а	2,0	400		Надземная	0,005		1,49		49
74	ТП-11-М1а	задвижка ТП11-М1-М1а	4,0	400		Надземная	0,019		1,49		49
75	задвижка ТП11-М1-М1а	ТП-11-М2	1,0	400		Надземная	0,023		1,49		49
76	ТП-11-М2	задвижка ТП11-М1-М2	4,0	500	500	Надземная	0,141	0,174	7,522	4,77	49
77	задвижка ТП11-М1-М2	ТП-11-М1	1,0	500	500	Надземная	0,119	0,16	7,522	4,77	49
78	ТП-11-М1	задвижка ТП-11-М1	3,0	500	500	Надземная	0,157	0,344	14,307	8,803	61
79	задвижка ТП-11-М1		3,0	500	500	Надземная	0,052	0,097	14,307	8,803	61
80	ТК 16	ТК 17	75,3	500	500	Подземная канальная	1,611	0,888	12,229	6,737	44
81	перемычка ТК 17	ТК 17а	79,5	500	500	Подземная канальная	1,347	0,742	12,228	6,738	44
82	ТК 17а	ТП 14	270,0	500	500	Надземная	4,54	2,502	12,227	6,738	44
83	ТК 17	перемычка ТК 17	36,6	500	500	Подземная канальная	0,537	0,296	12,228	6,737	44
84	ТП 14	перемычка ТП 14	2,0	500	500	Надземная	0,029	0,016	12,224	6,74	44
85	перемычка ТП 14	задвижка ТП 14	2,0	500	500	Надземная	0,12	0,016	12,224	6,74	44
86	задвижка ТП 14	ТП 15	418,0	500	500	Надземная	4,754	2,621	6,839	3,77	44
87	ТК 144 А	ТК 145	225,0	500	500	Подземная канальная	0,107	0,057	0,332	0,178	45
88	ТК 145 Б	ТК-2801	121,6	500	500	Подземная канальная	0,069	0,037	0,332	0,178	45
89	ТК-28006	задвижка 2801-28006	2,0	400	400	Подземная канальная	0,014	0,001	1,125	0,604	45
90	ТК-2801	задвижка 2801-28006	2,0	400	400	Подземная канальная	0,014	0,001	1,125	0,604	45
91	задвижка 2801-28006	ТК-28006	52,5	400	400	Подземная канальная	0,098	0,059	1,125	0,604	45
92	ТК 145	ТК 145 А	17,0	500	500	Подземная канальная	0,006	0,003	0,332	0,178	45
93	ТК 145 А	ТК 145 Б	101,0	500	500	Подземная канальная	0,037	0,033	0,332	0,178	45
94	задвижка ТК-18-ТК-144а	ТК 144 А	224,0	500	500	Подземная канальная	0,131	0,072	0,332	0,177	45

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Период эксплуатации, лет
95	ТК 18	задвижка ТК-18-ТК-144а	1,0	500	500	Подземная канальная	0,005	0,006	0,332	0,177	45
96	ТП-16	ТП-17	376,0	500	500	Надземная	4,456	2,456	8,23	4,391	44
97	ТП 15	ТП-16	127,0	500	500	Надземная	2,549	1,307	12,221	6,743	44
98	задвижка ТП-17	ТП-18	565,0	500	500	Надземная	6,941	3,707	8,227	4,393	44
99	ТП-17	гр.раздела ТП-17	4,4	500	500	Надземная	0,044	0,023	8,227	4,393	44
100	гр.раздела ТП-17	задвижка ТП-17	2,0	500	500	Надземная	0,081	0,011	8,227	4,393	44
101	ТП-18	-	223,0	500	500	Надземная	2,567	1,371	8,227	4,393	44
102	-	ТП-19	334,4	500	500	Подземная канальная	4,165	2,159	8,227	4,393	44
103	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	8,0	400	400	Подземная канальная	0,01	0,011	1,125	0,604	45
104	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	0,1	400	400	Подземная канальная	0	0,017	3,479	1,723	38
105	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	0,1	400	400	Подземная канальная	0,054	0,044	3,479	1,723	38
106	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	0,1	500	500	Подземная канальная	0,002	0,002	0,119	0,047	35
107	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	0,1	500	500	Подземная канальная	0	0,001	0,119	0,047	35
108	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	0,1	500	500	Подземная канальная	0,025	0,005	0,62	0,407	46
109	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	0,1	500	500	Подземная канальная	0,045	0,019	0,62	0,406	46
110	задвижка ТК-14-ЦТП-1	потребители ЦТП-1	0,1	500	500	Подземная канальная	0	0	1,103	0,744	48
111	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	0,1	400	400	Подземная канальная	0	0,006	1,125	0,604	45
112	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	0,1	400	400	Подземная канальная	0,01	0,011	1,125	0,604	45
113	ТП1ас	потребители ЦТП-7	1,0	400	400	Подземная канальная	0,011	0,018	1,588	0,939	35
114	ТП1ас	потребители ЦТП-7	1,0	400	400	Подземная канальная	0,162	0,107	1,593	0,943	35
Итого:			18417,2								

Таблица 6 – Перечень участков и затраты на реконструкцию, модернизацию

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид мероприятия	Затраты, млн. рублей без НДС
1	ТП1ас	потребители ЦТП-7	57,0	400	400	400	400	Модернизация	11,62
2	задвижка ТК-14-ЦТП-1	потребители ЦТП-1	56,0	500	500	500	500	Модернизация	12,83
3	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	30,0	500	500	500	500	Модернизация	6,87
4	задвижка ТП-2с	ТП3с	638,0	700	700	700	700	Модернизация	119,78
5	ТП-2с	задвижка ТП-2с	5,0	700	700	700	700	Модернизация	0,94
6	задвижка ТП-1с	ТП-2с	946,0	700	700	700	700	Модернизация	177,60
7	ТП1ас	ТП-1с	1200,0	700	700	700	700	Модернизация	225,29
8	ТП-1с	задвижка ТП-1с	5,0	700	700	700	700	Модернизация	0,94
9	задвижка ТП-4с	ТП5с	1441,0	700	700	700	700	Модернизация	270,53
10	ТП3с	ТП-4с	620,0	700	700	700	700	Модернизация	116,40
11	ТП-4с	задвижка ТП-4с	5,0	700	700	700	700	Модернизация	0,94
12	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	18,0	500	500	500	500	Модернизация	4,12
13	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	14,0	400	400	400	400	Модернизация	2,85
14	ЭстВК	ТП1ас	1025,0	700	700	700	700	Модернизация	192,43
15	задвижка ТП-19-ЦТП-12	ТК-2660	133,5	400	400	400	400	Модернизация	27,22
16	ТК-2660	задвижка 2660-ЦТП-12	1,0	400	400	400	400	Модернизация	0,20
17	задвижка УТ 18	УТ-18	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,46
18	задвижка ТП-19	задвижка УТ 18	173,0	500	500	500	500	Модернизация	39,62
19	ТП-19	задвижка ТП-19-ЦТП-11	5,0	500	500	500	500	Модернизация	1,15
20	задвижка ТП-19-ЦТП-11	ТП	100,0	500	500	500	500	Модернизация	22,90
21	ТП	ТК-1781	1269,0	500	500	500	500	Модернизация	290,65
22	ТП-19	задвижка ТП-19-ЦТП-12	5,0	400	400	400	400	Модернизация	1,02
23	ТП-19	задвижка ТП-19	5,0	500	500	500	500	Модернизация	1,15
24	ТП	ТП	58,0	500	500	500	500	Модернизация	13,28
25	УТ-25	задвижка УТ-25-ЦТП-4	30,0	500	500	500	500	Модернизация	6,87
26	задвижка УТ-25-ЦТП-4	задвижка ЦТП-4	5,0	500	500	500	500	Модернизация	1,15
27	задвижка 1781-1780	ТК-1780	48,0	500	500	500	500	Модернизация	10,99

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Перспективный условный диаметр обратного трубопровода, мм	Вид мероприятия	Затраты, млн. рублей без НДС
28	ТК-1780	здвижка 1780-ЦТП-11	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,46
29	ТК-1781	Перемычка 1781	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,46
30	Перемычка 1781	здвижка 1781	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,46
31	ТК-1781	здвижка 1781-1780	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,46
32	Магистраль №4	ЭстВК	250,0	700	700	700	700	Модернизация	46,93
33	ТК1	ТК2	25,6	500	500	500	500	Модернизация	5,86
34	ТК2	ТК2а	19,4	500	500	500	500	Модернизация	4,44
35	ТК2а	ТК3	78,0	500	500	500	500	Модернизация	17,86
36	Магистраль №1а	П2/1-М1а	728,0	400		400	0	Модернизация	125,27
37	Магистраль №2	ТП9а-М2	910,0	800	800	800	800	Модернизация	183,18
38	Магистраль №1	ТК 0	77,0	500	500	500	500	Модернизация	12,93
39	ТК 0	ТК1	25,5	500	500	500	500	Модернизация	5,84
40	ТК3	ТП1	52,0	500	500	500	500	Модернизация	11,91
41	ТП1	ТП2	64,9	500	500	500	500	Модернизация	14,86
42	ТП2	П1/5-1	77,5	500	500	500	500	Модернизация	13,01
43	П1/5-1	П1/5-2	98,5	500	500	500	500	Модернизация	22,56
44	П1/5-2	НО8	38,0	500	500	500	500	Модернизация	6,38
45	НО8	ТП3	112,0	500	500	500	500	Модернизация	18,81
46	П2/1-М1а	ТП3а	160,0	400		400	0	Модернизация	27,53
47	ТП3а	ТП4-М1а	261,0	400		400	0	Модернизация	44,91
48	ТП3	ТП4-М1	258,0	500	500	500	500	Модернизация	43,32
49	ТП4-М1а	ТП9-М1а	136,0	400		400	0	Модернизация	23,40
50	ТП9-М1а	здвижка М1а-ТП9	4,0	400		400	0	Модернизация	0,69
51	здвижка М1а-ТП9	ТП9	1,0	400		400	0	Модернизация	0,17
52	ТП9	здвижка М1а-ТП11	793,0	400		400	0	Модернизация	136,46
53	ТП4-М1	ТП9-М1	136,0	500	500	500	500	Модернизация	22,84
54	ТП9-М1	НО14	205,0	500	500	500	500	Модернизация	34,42
55	ТП9а-М2	ТП 6а	300,0	800	800	800	800	Модернизация	60,39
56	ТП 6а	здвижка ТП-11-М2	510,0	800	800	800	800	Модернизация	102,66
57		здвижка М1-ТП11	330,0	500	500	500	500	Модернизация	55,41
58	НО14	ТП6	100,0	500	500	500	500	Модернизация	16,79
59	ТП6	-	190,0	500	500	500	500	Модернизация	31,90
60	здвижка ТК-14-ТК-14	ТК-15	443,9	500	500	500	500	Модернизация	101,67

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид мероприятия	Затраты, млн. рублей без НДС
61	ТК 14	задвижка ТК-14-ЦТП-1	1,0	500	500	500	500	Модернизация	0,23
62	ТК 14	задвижка ТК-14-ТК-14	1,0	500	500	500	500	Модернизация	0,23
63	ТК 15	перемычка ТК16	208,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	54,50
64	перемычка ТК16	ТК 16	208,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	54,50
65	задвижка ТП-11-M2	ТП-11-M2	5,0	800	800	800	800	Модернизация	1,84
66	ТП-11-M2	задвижка ТП-11-M2	5,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	1,31
67	ПЗ/1-2	ПЗ/2	25,5	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	6,68
68	ПЗ/2	ПЗ/3	46,5	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	12,18
69	ПЗ/3	ПЗ/4	26,3	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	4,45
70	ПЗ/4	ТК 15	178,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	46,64
71	задвижка ТП-11-M2	ПЗ/1-2	132,8	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	34,79
72	задвижка М1-ТП11	ТП-11-M1	3,0	500	500	500	500	Модернизация	0,50
73	задвижка М1а-ТП11	ТП-11-M1а	2,0	400		400	0	Модернизация	0,34
74	ТП-11-M1а	задвижка ТП11-M1-M1а	4,0	400		400	0	Модернизация	0,69
75	задвижка ТП11-M1-M1а	ТП-11-M2	1,0	400		400	0	Модернизация	0,17
76	ТП-11-M2	задвижка ТП11-M1-M2	4,0	500	500	500	500	Модернизация	0,67
77	задвижка ТП11-M1-M2	ТП-11-M1	1,0	500	500	500	500	Модернизация	0,17

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид мероприятия	Затраты, млн. рублей без НДС
78	ТП-11-М1	здвижка ТП-11-М1	3,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	0,51
79	здвижка ТП-11-М1		3,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	0,51
80	ТК 16	ТК 17	75,3	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	19,73
81	перемычка ТК 17	ТК 17а	79,5	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	20,83
82	ТК 17а	ТП 14	270,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	45,63
83	ТК 17	перемычка ТК 17	36,6	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	9,59
84	ТП 14	перемычка ТП 14	2,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	0,34
85	перемычка ТП 14	здвижка ТП 14	2,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	0,34
86	здвижка ТП 14	ТП 15	418,0	500	500	500	500	Модернизация	70,19
87	ТК 144 А	ТК 145	225,0	500	500	500	500	Модернизация	51,53
88	ТК 145 Б	ТК-2801	121,6	500	500	500	500	Модернизация	27,85
89	ТК-2800б	здвижка 2801-2800б	2,0	400	400	400	400	Модернизация	0,41
90	ТК-2801	здвижка 2801-2800б	2,0	400	400	400	400	Модернизация	0,41
91	здвижка 2801-2800б	ТК-2800б	52,5	400	400	400	400	Модернизация	10,70
92	ТК 145	ТК 145 А	17,0	500	500	500	500	Модернизация	3,89
93	ТК 145 А	ТК 145 Б	101,0	500	500	500	500	Модернизация	23,13
94	здвижка ТК-18-ТК-144а	ТК 144 А	224,0	500	500	500	500	Модернизация	51,30
95	ТК 18	здвижка ТК-18-ТК-144а	1,0	500	500	500	500	Модернизация	0,23
96	ТП-16	ТП-17	376,0	500	500	500	500	Модернизация	63,14
97	ТП 15	ТП-16	127,0	500	500	600	600	Реконструкция с увеличением диаметра	21,47

Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период с 2014 до 2029 года (актуализация на 2025 год)

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Перспективный условный внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид мероприятия	Затраты, млн. рублей без НДС
98	задвижка ТП-17	ТП-18	565,0	500	500	500	500	Модернизация	94,87
99	ТП-17	гр.раздела ТП-17	4,4	500	500	500	500	Модернизация	0,75
100	гр.раздела ТП-17	задвижка ТП-17	2,0	500	500	500	500	Модернизация	0,34
101	ТП-18	-	223,0	500	500	500	500	Модернизация	37,45
102	-	ТП-19	334,4	500	500	500	500	Модернизация	76,59
103	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	8,0	400	400	400	400	Модернизация	1,63
104	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	0,1	400	400	400	400	Модернизация	0,02
105	задвижка 2660-ЦТП-12	потребители ЦТП-12	0,1	400	400	400	400	Модернизация	0,02
106	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	0,1	500	500	500	500	Модернизация	0,02
107	задвижка 1780-ЦТП-11	потребители ЦТП-11	0,1	500	500	500	500	Модернизация	0,02
108	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	0,1	500	500	500	500	Модернизация	0,02
109	задвижка ЦТП-4	потребители ЦТП-4	0,1	500	500	500	500	Модернизация	0,02
110	задвижка ТК-14-ЦТП-1	потребители ЦТП-1	0,1	500	500	500	500	Модернизация	0,02
111	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	0,1	400	400	400	400	Модернизация	0,02
112	задвижка 2801-2800б	потребители ЦТП-13	0,1	400	400	400	400	Модернизация	0,02
113	ТП1ас	потребители ЦТП-7	1,0	400	400	400	400	Модернизация	0,20
114	ТП1ас	потребители ЦТП-7	1,0	400	400	400	400	Модернизация	0,20
Итого:			18417,2						3607,90

Переход на температурный график 130/70 оС приведет к перерасходу топлива, что в свою очередь приведёт к увеличению себестоимости отпускаемой тепловой энергии, затраты на топливо увеличатся на 6% в год по результатам работы за 2023 год (95 млн. рублей за отопительный сезон рисунок 7).

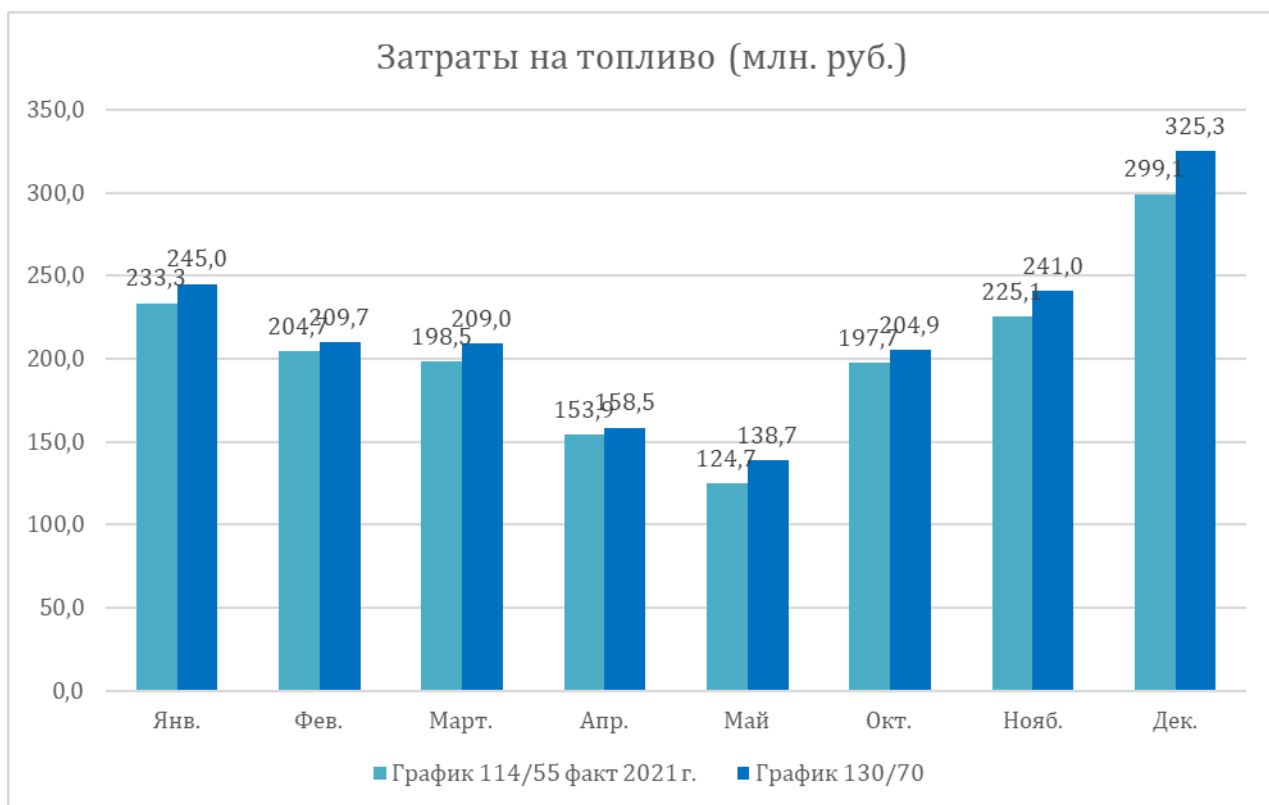


Рисунок 7 – Затраты на топливо (помесячно)

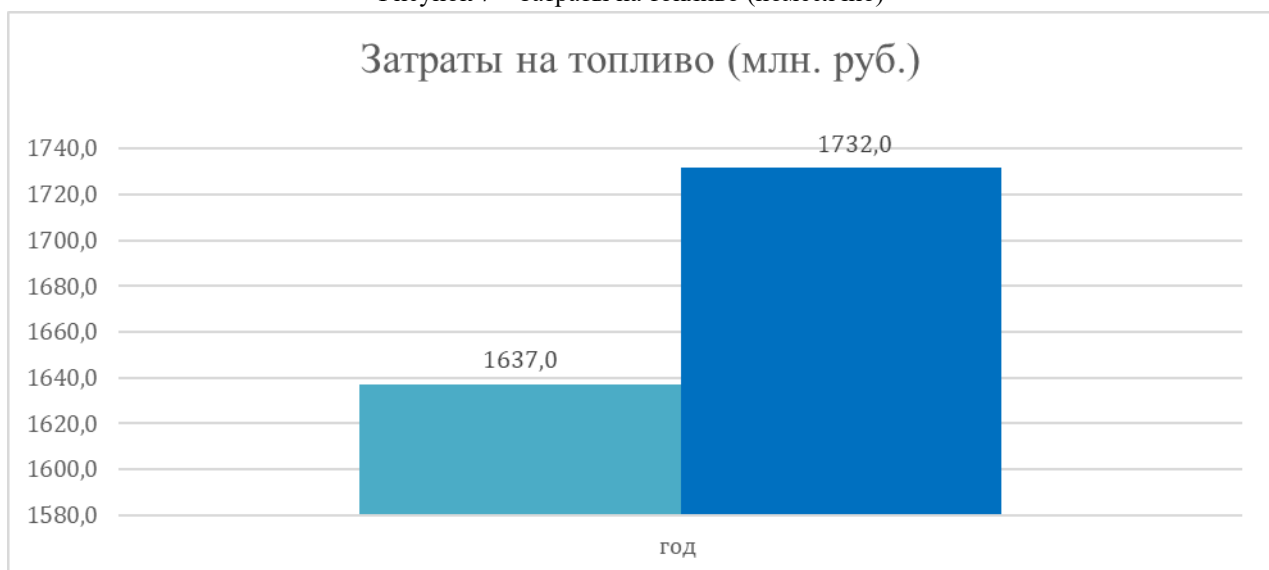


Рисунок 7 – Затраты на топливо (годовые)

Увеличение расхода твердого топлива и расхода сетевой воды в тепловых магистралях приведёт к увеличению собственных электрических нужд на размол топлива и сетевые электронасосы, что в совокупности повлечет за собой рост себестоимости отпускаемой продукции (Рисунки 8 – 9, таблицы 7 - 8).

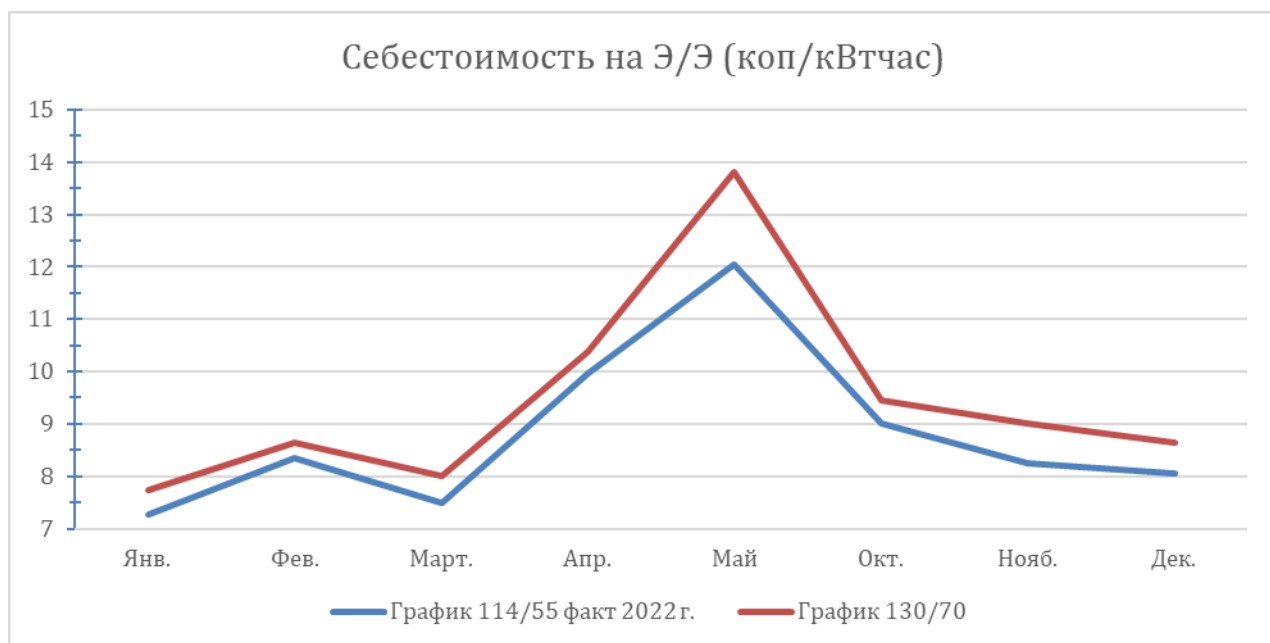


Рисунок 8 – Себестоимость на Э/Э (коп/кВт*час)

Таблица 7 – Себестоимость электроэнергии (коп/кВт*час)

Себестоимость электроэнергии (коп/кВт*час)			
Месяц	График 114/55 факт.	График 130/70	Рост себестоимости на Э/Э (%)
Янв.	7,2581	7,7451	6,71
Фев.	8,3411	8,6372	3,55
Март.	7,4837	8,0083	7,01
Апр.	9,9564	10,3845	4,30
Май	12,0541	13,8019	14,50
Окт.	9,0116	9,4478	4,84
Нояб.	8,2561	9,0099	9,13
Дек.	8,0628	8,6514	7,30

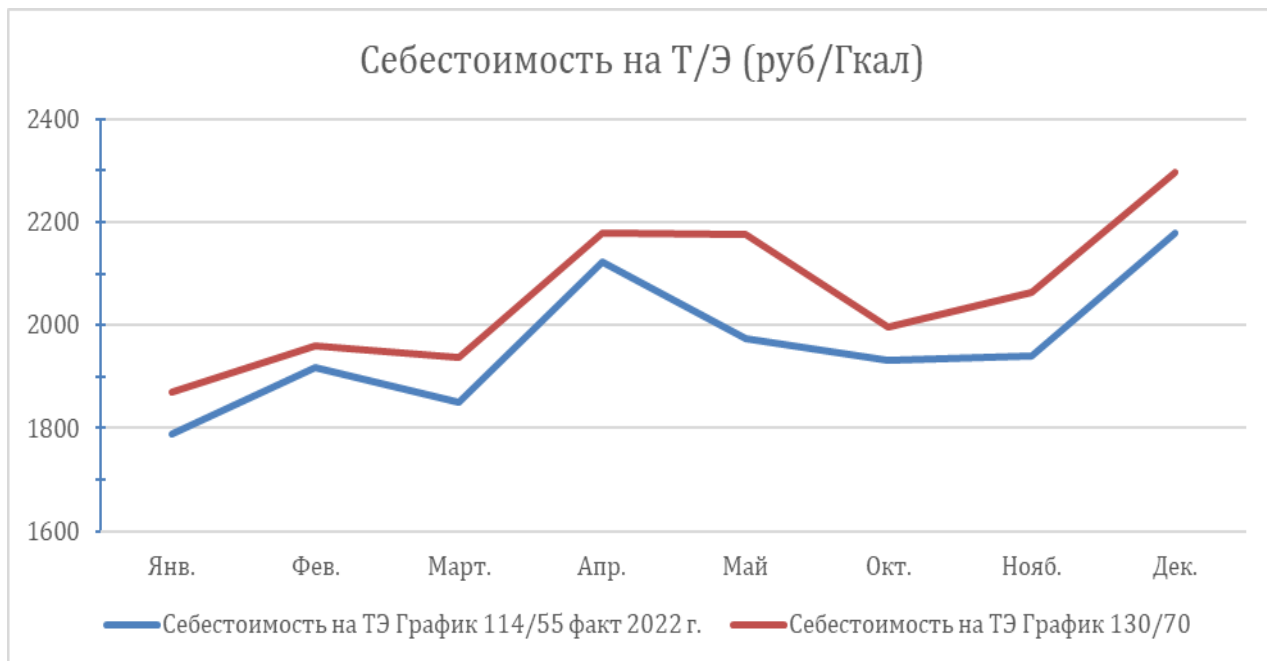


Рисунок 9 – Себестоимость тепловой энергии (руб/Гкал)

Таблица 8 – Себестоимость тепловой энергии (руб/Гкал)

Себестоимость тепловой энергии (руб/Гкал)			
Месяц	График 114/55 факт	График 130/70	Рост себестоимости на Т/Э (%)
Янв.	1788,51	1868,81	4,49
Фев.	1916,95	1960,46	2,27
Март.	1849,58	1937,62	4,76
Апр.	2121,59	2178,66	2,69
Май	1974,28	2175,66	10,20
Окт.	1932,01	1996,73	3,35
Нояб.	1940,67	2065,26	6,42
Дек.	2179,62	2297,32	5,40

Увеличение себестоимости на отпускаемую продукцию с Магаданской ТЭЦ и затраты на проведение работ по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению тепловых сетей приведут к увеличению тарифов на тепловую и электрическую энергию

в) основные выводы и решения по переходу на повышенный температурный график 130/70 °С

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы по вопросу о переходе на повышенный температурный график 130/70 °С:

1. Рост эксплуатационных затрат на МТЭЦ;
2. Значительные капитальные затраты на реконструкцию, модернизацию тепломагистралей для обеспечения нормативной надежности и получения заключения ЭПБ для допуска тепловых сетей в эксплуатацию (не менее 3,6 млрд. рублей без НДС);

3. Значительные капитальные затраты на переход от открытой схемы ГВС на закрытую для обеспечения устойчивого гидравлического режима работы тепловых сетей (не менее 18,4 млрд. рублей без НДС)

4. В связи с требуемым объемом капитальных вложений и ростом эксплуатационных затрат потребуется значительное увеличение тарифа для теплоснабжающей и теплосетевой организаций за счет включения затрат в тариф на тепловую энергию для населения, что затронет социальный фактор;

5. Отсутствие экономически полезного эффекта при текущих затратах, для Филиала ПАО «Магаданэнерго» Магаданская ТЭЦ данное мероприятие будет нести исключительно убыточный характер как с точки зрения эксплуатационных расходов, так и стороны капитальных затрат, для МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» включение в НВВ затрат на переход от открытой схемы ГВС на закрытую в размере 18,4 млрд. рублей без НДС практически невозможно ввиду условий регулирования тарифов на тепловую энергию.

Вывод: переход на повышенный температурный график 130/70 °С на текущий момент невозможен без реализации комплекса мероприятий с большим объемом инвестиций, компенсация которых за счет тарифных источников на данном этапе видится невозможной, само мероприятие не имеет в большей степени экономического эффекта, не говоря уже об окупаемости требуемых инвестиций, в связи с чем переход на повышенный температурный график 130/70 °С является нецелесообразным.

