



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОБЪЕДИНЕНИЕ ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»**

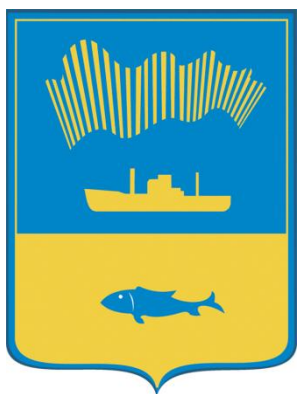
«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «ВНИПИЭнергопром»

Главный инженер

Тутыхин Л.А. _____

« ____ » _____ 2014 г.



**Схема теплоснабжения муниципального
образования город Мурманск
с 2014 по 2029 годы**

Обосновывающие материалы

Том седьмой

Глава 6

**Предложения по строительству, реконструкции и
техническому перевооружению источников тепловой
энергии**

Москва 2014

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа";
- Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки";
- Глава 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";
- Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии";
- Глава 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них";
- Глава 8 "Перспективные топливные балансы";
- Глава 9 "Оценка надежности теплоснабжения";
- Глава 10 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение";
- Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации".

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	5
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ	12
1.1. Сценарий 1: Газификация Мурманской области без опоры на Штокмановское ГKM	12
1.2. Сценарий 2: Газификация г. Мурманска.....	20
1.3. Сценарий 3: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости	22
1.4. Сценарий 4: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо	22
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	24
2.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	24
2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	28
3. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....	30
3.1. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года	30
3.2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы	40
4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	49
4.1. Анализ эффективности собственной генерации на МТЭЦ.....	50
4.2. Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ.....	54
4.3. Мероприятия для Восточной котельной.....	68
4.4. Мероприятия для Южной котельной	75
5. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КОМБИНИРОВАННОМ ЦИКЛЕ НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	80
6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	80
7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	89
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	89
9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	89
9.1. Котельная Роста	89
ЗАКРЫТИЕ КОТЕЛЬНОЙ. ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ НАГРУЗОК НА СЕВЕРНУЮ КОТЕЛЬНУЮ.	93
10. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ.....	94
11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	95
12. ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ НА КОТЕЛЬНЫХ, НЕ ВОШЕДШИХ В ПРЕДЫДУЩИЕ ГРУППЫ.....	95
12.1. Дизельная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания».....	95
12.2. Угольная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»	105
12.3. Котельная п. Абрам-Мыс ОАО «Мурманэнергосбыт».....	111
12.4. Котельная завода ТО ТБО.....	119

12.5.	Котельная ММТП.....	123
12.6.	Котельная ММРП.....	126
12.7.	Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Новосельской	131
13.	ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА И ЕЖЕГОДНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	135
14.	РАСЧЕТ РАДИУСОВ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ) В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ УСЛОВИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СОВОКУПНЫХ РАСХОДОВ В УКАЗАННОЙ СИСТЕМЕ	139
15.	СВОДНАЯ ОЦЕНКА НЕОБХОДИМЫХ ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ.....	141

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за

Термины	Определения
источника тепловой энергии	вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КРП	Квартальный распределительный пункт
15	МК, КМ	Муниципальная котельная
16	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
17	ММТП	Мурманский морской торговый порт
18	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
19	НВВ	Необходимая валовая выручка
20	НДС	Налог на добавленную стоимость
21	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
22	НС	Насосная станция
23	НТД	Нормативная техническая документация
24	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
25	ОВ	Отопление и вентиляция
26	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация

№ п/п	Сокращение	Пояснение
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы
45	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
46	ТФУ	Теплофикационная установка
47	ТЭ	Тепловая энергия
48	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
49	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
50	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
51	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
52	УРУТ	Удельный расход условного топлива
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
54	ФОТ	Фонд оплаты труда
55	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
56	ХВО	Химводоочистка
57	ХВП	Химводоподготовка
58	ЦТП	Центральный тепловой пункт
59	ЭБ	Энергоблок
60	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск

ВВЕДЕНИЕ

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения городского округа г. Мурманск до 2029 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Разработка проекта схемы теплоснабжения города является логическим продолжением основного градостроительного документа — «Генерального плана муниципального образования город Мурманск». В составе схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения города тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Мурманск — крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом, в зоне распространения многолетней мерзлоты. В городе проживает 299,15 тыс. человек, что составляет почти 40% населения области.

Город вытянулся более чем на 20 километров вдоль скалистого побережья Кольского залива, в 50 километрах от выхода в открытое море. Мурманск находится в 1967 километрах к северу от Москвы и в 1448 километрах к северу от Санкт-Петербурга. В 16 км к северу от города расположено закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Североморск, база Северного флота. Между Североморском и Мурманском имеется несколько посёлков-спутников (Росляково, Сафоново, Сафоново-1), которые относятся к ЗАТО. Ближайший сосед с юга — город Кола. Мурманск, расширяясь, уже достиг

южными микрорайонами окраин этого города. С запада и востока город окружают лесные массивы.

Город расположен на 3 морских террасах. На его территории очень сильны перепады высот. Самая высокая точка города — безымянная сопка на окраине высотой 305,9 метров. Самая низкая точка в городе - берег Кольского залива совпадает с уровнем моря.

Следуя природным особенностям территории, планировочная структура города носит дисперсный характер. Город амфитеатром расположен на естественных террасах и достаточно четко делится естественными преградами (Зеленым мысом и озером Семеновское, горой Горелой и озером Ледовое) на три планировочных района: Северный, Центральный и Южный. Эти районы в основном совпадают с территориями административных округов города, соответственно Ленинским, Октябрьским и Первомайским.

Город Мурманск расположен в довольно суровой по климатическим условиям субарктической зоне. Но за счет влияния теплого Нордкапского течения, являющегося продолжением Гольфстрима, климат его характеризуется продолжительной относительно мягкой зимой, прохладным сырым летом, высокой влажностью воздуха, большой облачностью и муссонными ветрами.

Климатические параметры:

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 39°C;

Абсолютная максимальная температура воздуха - 33°C;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 30°C;

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – 17,4°C;

Продолжительность отопительного периода – 275 суток.

Мурманск является крупным морским транспортным узлом и рыбопромышленным центром Северо-Запада России, что обусловлено особенностями его экономико-географического положения.

Основными отраслями экономики Мурманска являются рыболовство и рыбопереработка, морской транспорт, судоремонт, морские, железнодорожные и

автомобильные перевозки, металлообработка, пищевая промышленность, морская геология, геологоразведочные работы на шельфе арктических морей. Основные виды выпускаемой в городе продукции включают изделия из рыбы, консервы, металлоизделия, промышленное оборудование, тару и упаковочный материал.

В городе базируется мощный транспортный флот, в т.ч. танкерный и единственный в России крупнейший в мире мощный атомный ледокольный флот, обеспечивающий круглогодичную навигацию в Арктике; уникальный в европейской части России возможностью принимать в порту суда водоизмещением более 200 тысяч тонн.

1. Сценарные условия развития энергетики Мурманской области

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии расположенных на территории города Мурманска, в первую очередь определяются перспективными условиями развития энергетики Мурманской области в целом.

Учитывая отложенную на неопределенное время программу газификации Мурманской области связанную с освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), должны быть рассмотрены прочие возможные варианты снижения мазутозависимости региона.

Такие варианты являются внешними по отношению к Схеме теплоснабжения Мурманска и поэтому рассматриваются в качестве сценарных условий.

Наиболее вероятны следующие сценарии развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Газификация Мурманской области без опоры на Штокмановское ГКМ;
2. Сценарий 2: Газификация г. Мурманска;
3. Сценарий 3: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости;
4. Сценарий 4: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо.

1.1. Сценарий 1: Газификация Мурманской области без опоры на Штокмановское ГКМ

В настоящее время ОАО «Газпром» проводится оценка потребностей области в энергоресурсах до 2025 года, рассматриваются все доступные источники газоснабжения. Выполняется технико-экономическое обоснование возможных вариантов сетевой, автономной и комбинированной газификации, в том числе с использованием сжиженного природного газа. Завершить эту комплексную работу планируется в 2015 году.

Одним из возможных вариантов газификации Мурманской области рассматриваемых ОАО «Газпром», может быть доставка сжиженного природного газа (СПГ) морским путем с последующей транспортировкой от терминала газопроводами по территории области.

Инвестиционными программами крупнейших газодобывающих компаний предусмотрено использование СПГ-технологий для увеличения поставок природного газа на российский и международный рынки. В настоящее время в России действует единственный завод СПГ построенный в рамках проекта «Сахалин-1». На различной стадии осуществления находятся следующие СПГ-проекты, представляющие интерес для газификации Мурманской области:

1. Проект «Ямал СПГ»;
2. Проект «Балтийский СПГ»;
3. Проект завода СПГ в Санкт-Петербурге;
4. Проект завода СПГ в Архангельске.

Проект «Ямал-СПГ» - включает строительство завода по сжижению газа на базе Южно-Тамбейского месторождения, чьи запасы оцениваются в 1,3 трлн. кубометров. Первая линия по производству в 5,5 млн. тонн СПГ будет запущена в 2017 году, выход на проектную мощность в 16,5 млн. тонн запланирован на 2018 год.

Лицензия на освоение Южно-Тамбейского месторождения принадлежит ОАО «Ямал СПГ», в котором ОАО «НОВАТЭК» владеет 60%-ной долей. В июле 2014 года между Правительством Мурманской области и нефтегазовой компанией НОВАТЭК была достигнута договоренность о создании совместной рабочей группы для анализа целесообразности газификации региона сжиженным природным газом из источников компании, в частности проекта «Ямал СПГ».

Транспортировка СПГ будет осуществляться газовозами от порта Сабетта до терминала приемки СПГ в Мурманской области северным морским путем на расстояние 1800 км.

«Балтийский СПГ» - проект строительства завода по сжижению природного газа в Ленинградской области нацелен, прежде всего, на европейские рынки. В качестве целевого рынка для проекта выступают также страны Латинской Америки, демонстрирующие заинтересованность в увеличении и диверсификации поставок СПГ.

Кроме того, планируется использование продукции завода для газоснабжения Калининградской области, а также для обслуживания рынка бункеровки и осуществления малотоннажных поставок на Балтике.

Площадкой для строительства Балтийского завода СПГ была выбрана портовая территория Усть-Луги.

В июне 2013 года ОАО «Газпром» подписал с Ленинградской областью Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве при реализации проекта строительства завода по производству СПГ.

В марте 2014 года сроки ввода первой очереди "Балтийского СПГ" мощностью 5 млн. тонн были перенесены на 2019 год.

Транспортировка СПГ от терминала в Усть-Луге может осуществляться крупнотоннажными газовозами через Балтийское и Норвежское моря в обход Скандинавии на расстояние 4300 км, или газовозами малого водоизмещения через Беломорканал на расстояние 1500 км.

Проект завода СПГ в Санкт-Петербурге - осуществляется ООО "Балтгазбункер", и предусматривает создание завода по сжижению природного газа в Горской (Курортный район Санкт-Петербурга) мощностью 1,5 млрд. м³ в год.

Кроме того, запланировано строительство 12 бункеровщиков емкостью до 2,5 тысячи тонн каждый, а также двух газовозов для доставки СПГ в другие регионы.

В рамках проекта планируется провести газопровод от Северо-Западной ТЭЦ до Горской, а также построить терминал для СПГ-бункеровки судов. Производственную часть планируется закончить к 2018 году.

Способы доставки СПГ в Мурманскую область аналогичны проекту «Балтийский СПГ».

Проект завода СПГ в Архангельске – предложен администрацией Архангельской области. Завод небольшой мощности должен обеспечить топливом национальный парк «Русская Арктика». В настоящее время инвестор и сроки

реализации данного проекта не определены. Транспортировка СПГ от Архангельска до Мурманской области может осуществляться северным морским путем на расстояние 800 км.

Вероятность реализации проектов представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Вероятность реализации проектов

Проект	Планируемый срок реализации	Вероятность реализации проекта	Вероятность ввода в срок
Ямал-СПГ	2018 год	Высокая	Высокая
Балтийский СПГ	2019 год	Высокая	Средняя
Завод СПГ в Санкт-Петербурге	2018 год	Средняя	Средняя
Завод СПГ в Архангельске	2018 год	Низкая	Низкая

Схема транспортировки СПГ от терминалов до Мурманской области представлена на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 - Варианты доставки СПГ в Мурманскую область

При разработке проекта Штокмановского ГКМ ОАО «Газпром» рассматривал две площадки размещения Завода СПГ для экспорта газа: п. Видяево и п. Териберка.

Териберка, с точки зрения проектирования подходила лучше. Она ближе к Штокмановскому ГКМ на 150 километров, площадка достаточно хорошо подходит для размещения объекта. Минусами площадки является недостаточная глубина бухты, ветра, туманы, недостаточно развитая инфраструктура. Но главное - неготовность населения к вторжению высоких технологий в их спокойный, размеренный быт.

Видяево лишено вышеперечисленных минусов Териберки. Поселок был готов развернуть работы по размещению завода СПГ на своей территории. Основным минусом п. Видяево на момент рассмотрения проекта Штокмановского ГКМ являлась принадлежность земель поселка Министерству обороны.

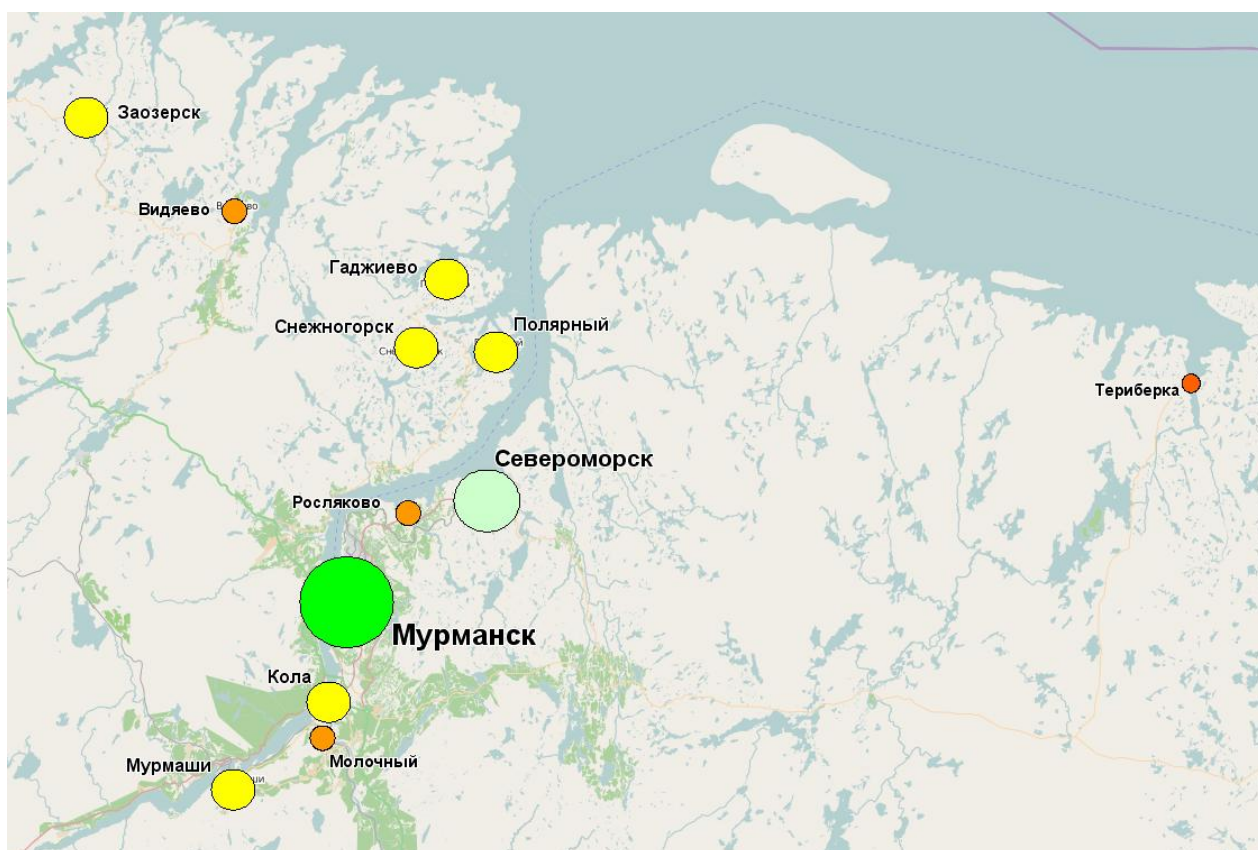


Рисунок 6.2 - Расположение п. Видяево и п. Териберка относительно г. Мурманска

Сценарными условиями газификации Мурманской области, принят вариант Строительства Терминала приемки СПГ в п. Видяево, а также строительство регазификационного терминала и подземного хранилища газа.

От терминала в п. Видяево через населенные пункты Гаджиево, Снежногорск, Полярный, Североморск, Мурманск и пр. прокладываются нитки газопроводов высокого давления с последующей газификацией данных населенных пунктов.

Ориентировочная протяженность такого газопровода составит 120 км, с учетом дюкерного перехода через Кольский залив.

Население газифицируемых населенных пунктов составит 425 000 человек, что соответствует 55% от населения Мурманской области.

Жилые здания и промышленные предприятия, в том числе отопительные котельные и ТЭЦ газифицируются.

Схема газификации Мурманска по данному сценарию представлена на рисунке 6.3.

Мероприятия по капитальному строительству и реконструкции котельных и ТЭЦ на территории Мурманска, в случае осуществления вышеописанного сценария, приведены в соответствующих разделах.

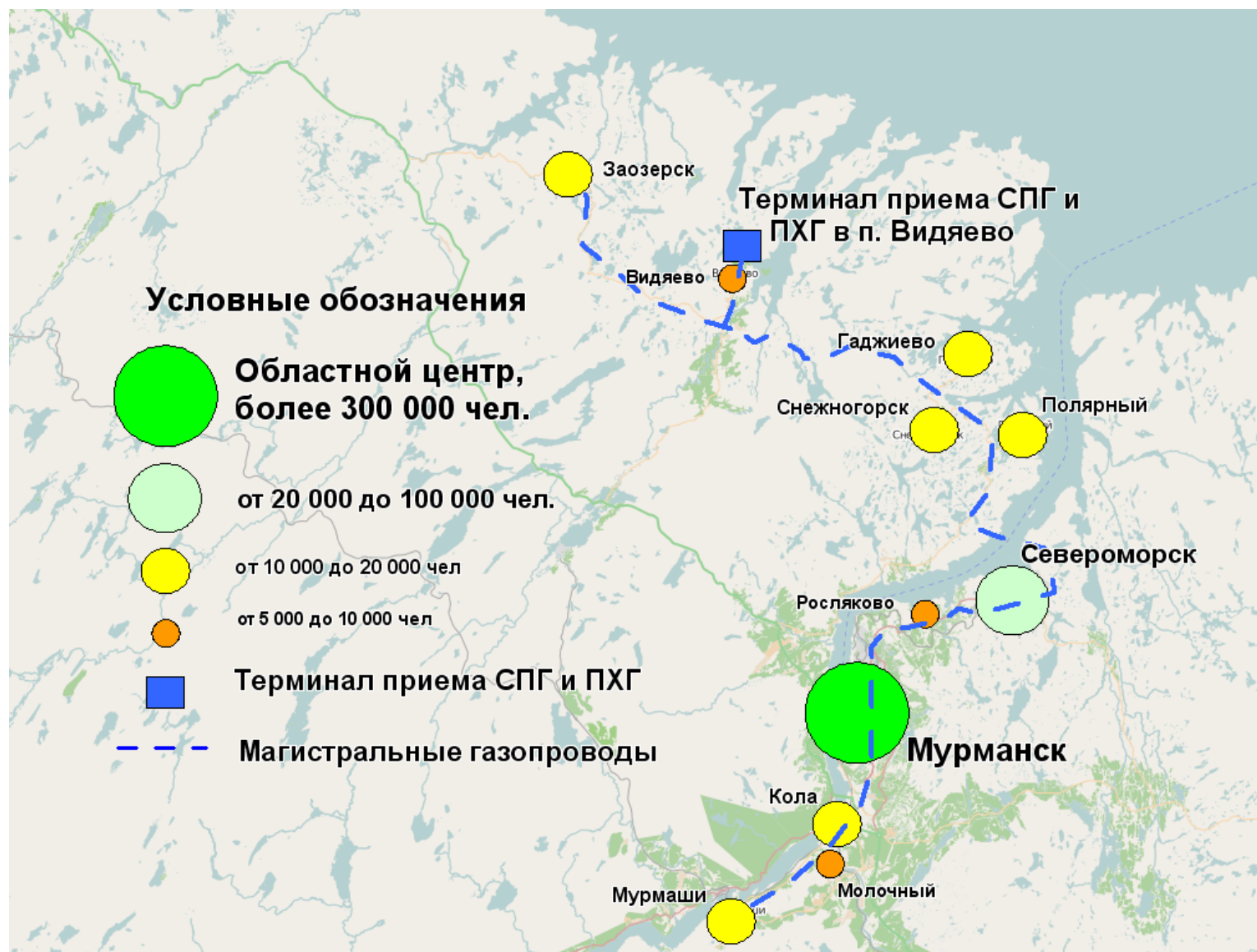


Рисунок 6.3 - Схема газификации Мурманска по сценарию 1

1.2. Сценарий 2: Газификация г. Мурманска

В случае невозможности по каким-либо причинам реализовать программу газификации Мурманской области, рассмотренную в Сценарии 1, рассматривается газификация только г. Мурманска.

Газификация г. Мурманска также основывается на СПГ, доставляемым морским путем. Источники СПГ аналогичны, рассмотренным в Сценарии 1.

Терминал приемки СПГ, подземные хранилища и регазификационные установки по Сценарию 2 располагаются непосредственно на территории города. От терминала газопроводами высокого давления газ подается на котельные и ГРП города.

На котельные малой мощности, расположенные на значительном удалении от терминала СПГ, газ доставляется автотранспортом. Для приемки газа на таких котельных сооружаются собственные хранилища газа.

Схема газификации Мурманска по данному сценарию представлена на рисунке 6.4.

Мероприятия по капитальному строительству и реконструкции котельных и ТЭЦ на территории Мурманска, в случае осуществления Сценария 2, приведены в соответствующих разделах.

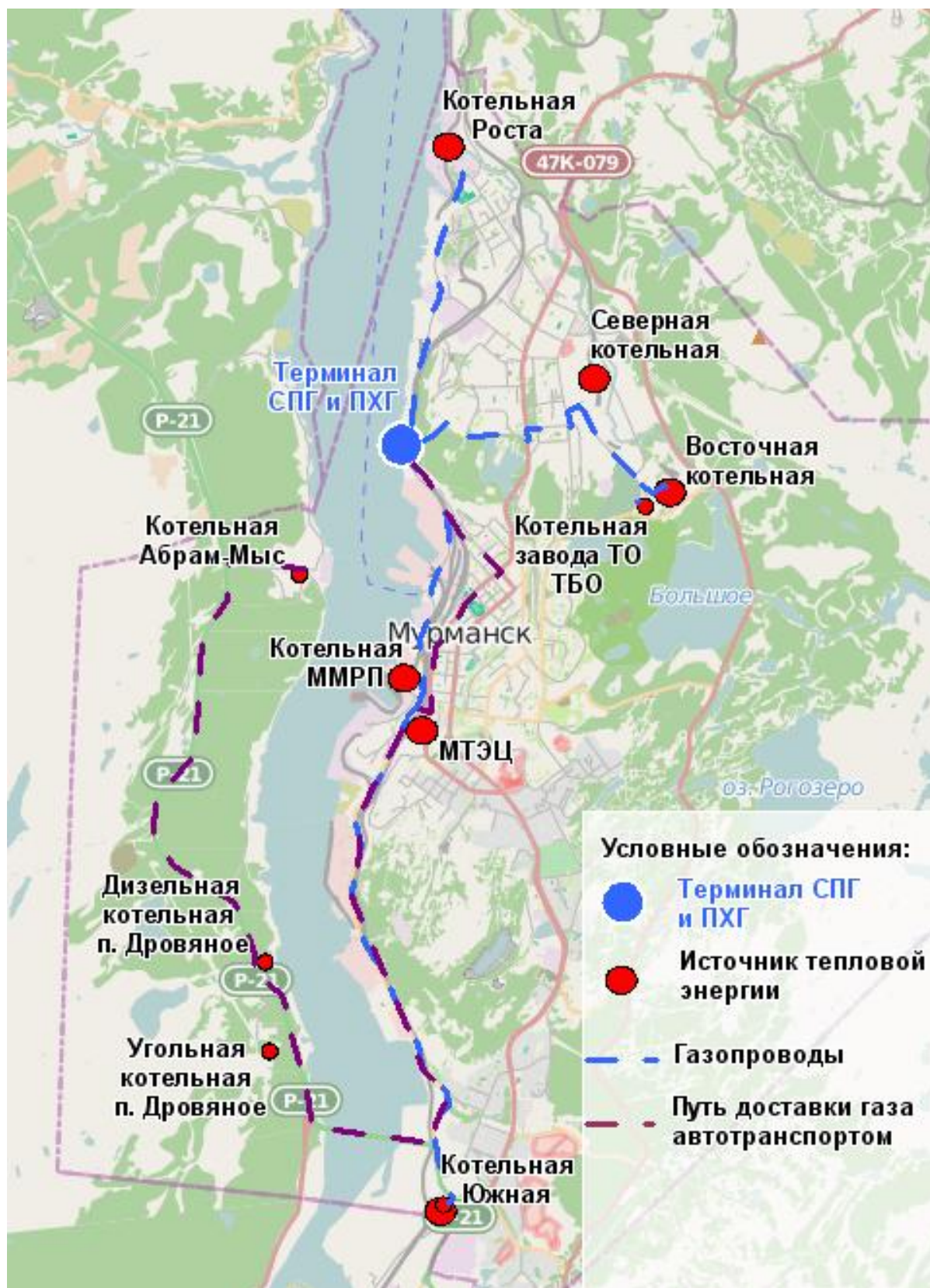


Рисунок 6.4 - Схема газификации источников тепловой энергии на территории Мурманска

1.3. Сценарий 3: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости

Сценарий 3 подразумевает сохранение существующего положения в топливно-энергетическом комплексе Мурманской области. Проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска по каким-либо причинам не могут быть осуществлены.

Сценарий 3 предполагает в первую очередь повышение эффективности сжигания мазута на существующих котельных и ТЭЦ, внедрение мероприятий по снижению собственных нужд, проведение мероприятий по снижению потерь в тепловых сетях и повышение энергоэффективности существующей жилой и социально-административной застройки на территории г. Мурманска.

Мероприятия по капитальному строительству и реконструкции котельных и ТЭЦ на территории Мурманска, в случае осуществления Сценария 3, приведены в соответствующих разделах.

1.4. Сценарий 4: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо

Сценарий 4 может рассматриваться в случае, если газификация Мурманской области или только г. Мурманска не будет осуществлена, а снабжение региона мазутом не может осуществляться в дальнейшем по экономическим или техническим причинам.

Для перевода котельных и ТЭЦ г. Мурманска на уголь, требуется более 2,1 млн. тонн угля в год. Такие объемы поставок твердого топлива не могут быть обеспечены железнодорожным транспортом в связи с недостаточной пропускной способностью железнодорожных магистралей и высокой стоимостью железнодорожных перевозок.

Снабжение твердым топливом г. Мурманска должно осуществляться водным путем.

Из Российских углей могут рассматриваться угли Печерского и Тунгусского угольных бассейнов.

Угли Печерского угольно бассейна, добываемые на шахтах Воркуты могут доставляться северным морским путем от порта Салехарда на расстояние 2600 км.

Тунгусские угли, добываемые на шахтах Норильска, могут быть доставлены северным морским путем из порта Дудинка на расстояние 2500 км.

Также могут быть рассмотрены поставки углей морским путем из стран Африки, при условии, что такие поставки окажутся более экономичными.

Уголь судами большого водоизмещения завозится непосредственно в порт Мурманска, откуда автомобильным и железнодорожным транспортом распределяется по складам котельных и ТЭЦ.

Следует отметить, что замена мазута твердым топливом на крупных источниках теплоснабжения связана с многими технологическими трудностями:

- необходимостью хранения запаса угля на площадке, а также организацией углеподачи и разгрузки угля;
- необходимостью подготовки угля перед его сжиганием;
- необходимостью «подсветки» угольного факела мазутом, газом или дизельным топливом;
- необходимостью организации системы золоудаления;
- необходимостью организации золоотвалов вблизи площадок котельных и ТЭЦ;
- экологическими последствиями и необходимостью применения систем фильтрации уходящих газов.

Мероприятия по капитальному строительству и реконструкции котельных и ТЭЦ на территории Мурманска, в случае осуществления Сценария 4, приведены в соответствующих разделах.

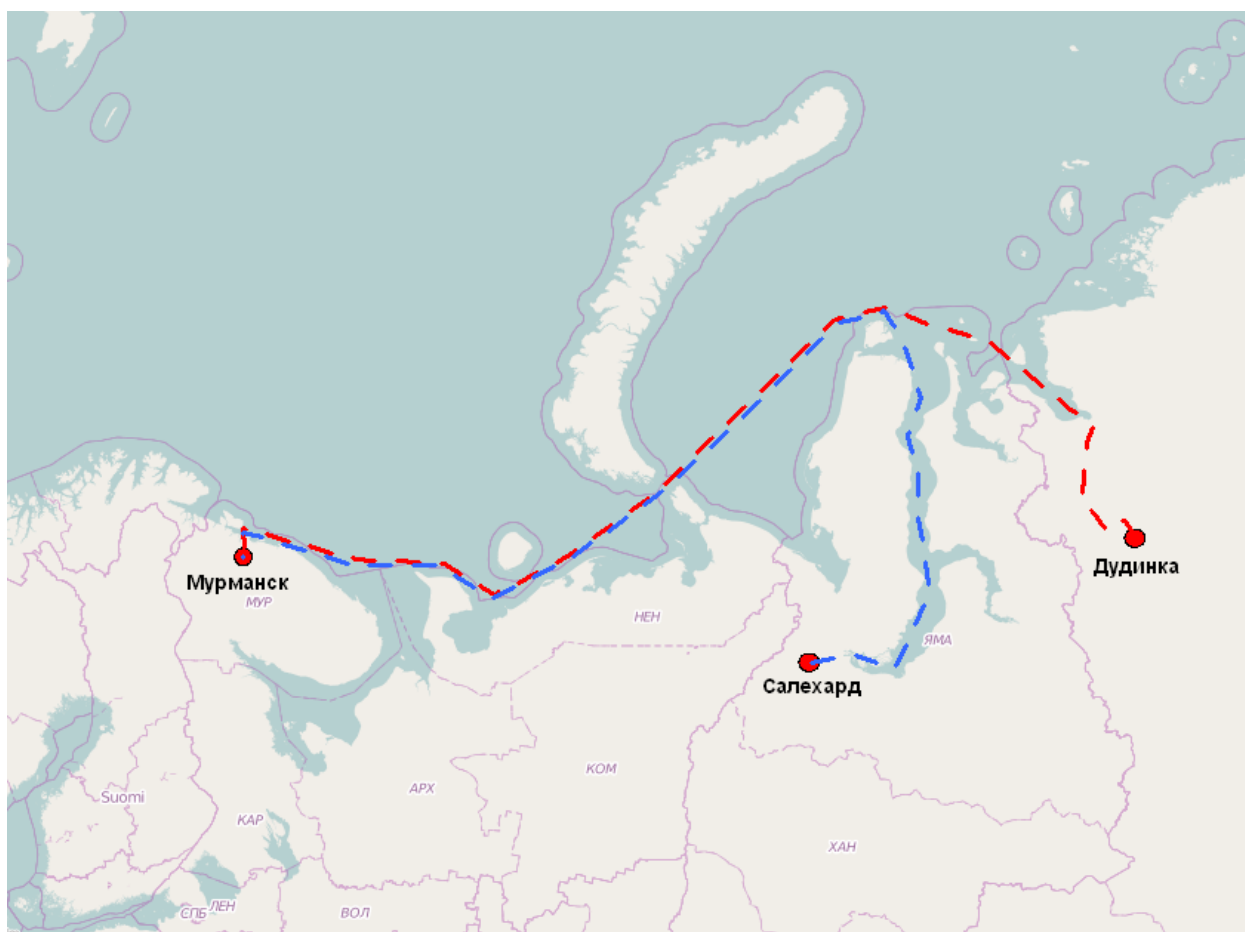


Рисунок 6.5 - Схема доставки угля

2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

2.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Условия организации централизованного теплоснабжения определяются Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Согласно данному постановлению, за теплоснабжение потребителей в каждом муниципалитете отвечает единая теплоснабжающая организация (далее ЕТО), которая утверждается органом местного самоуправления. Предложения по выбору ЕТО в административных границах Мурманска представлены в книге 12 Обосновывающих Материалов «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации».

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по

развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской

Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое присоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

2.2. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
- Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов».

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления (при условии согласования с газоснабжающей организацией). В соответствии с п. 1 СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»: «Использование поквартирных систем теплоснабжения с теплогенераторами на газовом топливе для жилых зданий высотой более 28 м (11 этажей и более) допускается по согласованию с территориальными органами Управления Пожарной Охраны МЧС России».

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

Согласно методическим рекомендациям по разработке схемы теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован в 2011 году Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».

Территория города, входящая в состав ОЭС Северо-Запада, включена в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы, утвержденную приказом Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 года № 309.

Необходимость или возможность строительства нового источника теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок может быть определена исходя из анализа существующих документов, определяющих перспективу развития электроэнергетики.

3.1. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2013 года в 2011 году разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

В сценарных условиях отражены ключевые направления и наиболее приоритетные параметры развития электроэнергетики страны до 2030 года. Реперными точками сценарных условий являются: 2015, 2020, 2025 годы. Отсчетным был принят 2010 год.

Целевые ориентиры сценарных условий соответствуют базовому варианту развития Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года, одобренной правительством Российской Федерации.

Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста на перспективу по стране в целом, и в частности по Объединенной энергосистеме Северо-Запада, до 2030 года представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста по России и ОЭС Северо-Запада

Энергосистема	2009 год	2010 год	2011 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
РОССИЯ (централизованное электропотребление), млрд. кВт*ч	958,0	1000,5	1017,6	1143,8	1260,6	1389,2	1521,2
годовой темп прироста, %	-4,35	4,44	1,7	2,71	1,96	1,96	1,83
ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч	88,8	92,7	94,0	102,6	116,8	128,3	140,2
годовой темп прироста, %	-2,73	4,4	1,38	2,05	2,63	1,89	1,79

Таким образом, среднегодовой темп прироста электропотребления по России в целом до 2030 года составит 2,12% в год. В тоже время, по ОЭС Северо-Запада данный показатель составит 2,09%.

Основным фактором, определяющим величину потребности в установленной мощности, является годовой максимум нагрузки (потребляемая мощность).

В 2010 году максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения Единой энергосистемы России составил 152,4 ГВт. В этот же период максимум нагрузки в ОЭС Северо-Запада составил 14,7 ГВт.

Величина максимума нагрузки в ЛЭС Северо-Запада в 2015 году оценивается в размере 16,3 ГВт, что на 1,6 ГВт выше отчетного уровня 2010 года.

Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада на период 2015-2020-2025-2030 годы приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада

Энергосистема	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Централизованная зона ЕЭС России, ГВт	152,4	176,7	193,8	212,6	232,2
ОЭС Северо-Запада, ГВт	14,7	16,3	18,2	19,8	21,7

Сценарными условиями развития электроэнергетики даны рекомендации по демонтажу оборудования ТЭС на период 2011-2030 годы. В таблице 6.4 приведены рекомендации по демонтажу мощностей в ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 6.4 Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования ТЭС на 2011-2030 годы, млн. кВт

Наименование ОЭС	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
Централизованная зона России - всего, в том числе:	5,15	5,69	21,59	18,44	50,88
теплофикационные	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
паросиловые	3,82	3,24	8,41	6,64	22,11
240 ата	0,00	0,00	1,00	1,50	2,50
130 ата	1,48	1,45	1,22	0,44	4,85
90 ата	1,74	1,45	1,22	0,44	4,85
45 ата и ниже	0,60	0,32	0,52	0,05	1,48
ГТУ	0,01	0,00	0,00	0,01	0,02
конденсационные	1,32	2,46	13,18	11,80	28,75
паросиловые	1,12	2,41	13,15	11,63	28,30
240 ата и выше	0,26	0,00	7,00	8,30	15,56
130 ата	0,40	1,67	5,39	3,23	10,69
90 ата	0,33	0,73	0,75	0,10	1,91
45 ата и ниже	0,12	0,00	0,10	0,00	0,13
ПГУ	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
ГТУ	0,06	0,05	0,00	0,00	0,11
дизельные	0,15	0,00	0,03	0,00	0,18
ОЭС Северо-Запада	0,53	0,48	1,38	1,78	4,18
теплофикационные	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
паросиловые	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
240 ата	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50
130 ата	0,30	0,21	0,23	0,47	1,20
90 ата	0,14	0,16	0,15	0,00	0,45
45 ата и ниже	0,00	0,06	0,03	0,00	0,08
конденсационные	0,09	0,06	0,98	0,81	1,93
паросиловые	0,09	0,06	0,97	0,81	1,92
240 ата и выше	0,00	0,00	0,60	0,60	1,20
130 ата	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21
90 ата	0,08	0,06	0,37	0,00	0,50
45 ата и ниже	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

Суммарный вывод генерирующих мощностей по ЕЭС России до 2030 года оценивается в 50,88 ГВт, из них на ОЭС Северо-Запада приходится 4,18 ГВт, что соответствует 8,2% от общего вывода генерирующих мощностей.

На рисунке 6.6 графически представлено соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей.

Структура рекомендуемого вывода паросиловых мощностей ОЭС Северо-Запада на 2011-2030 годы, млн. кВт

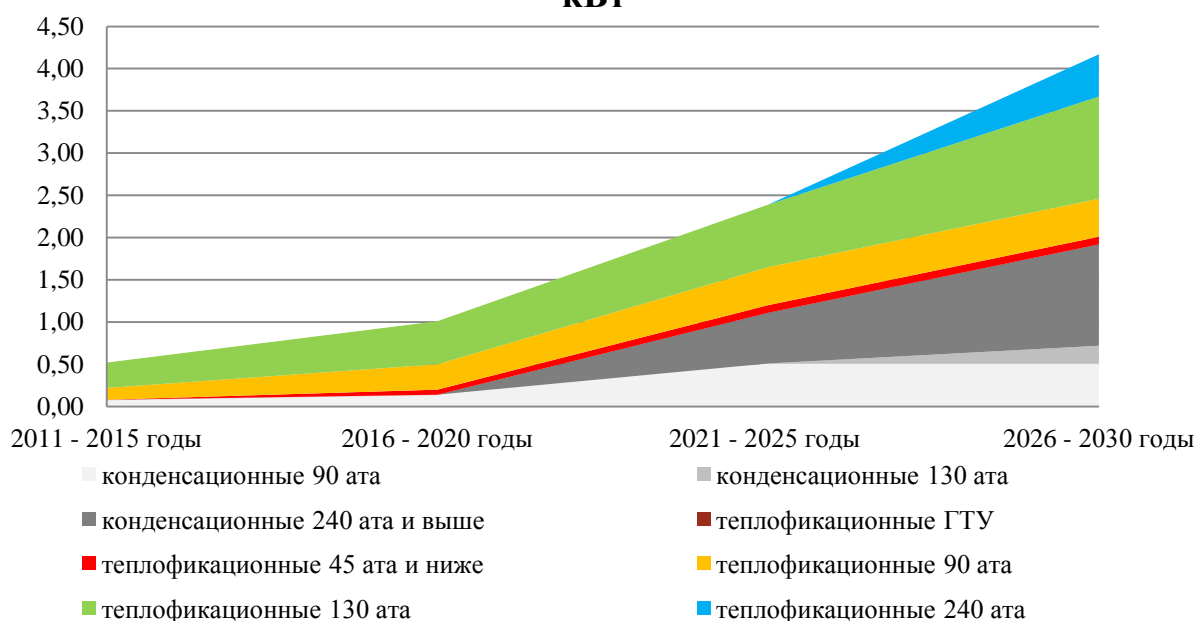


Рисунок 6.6 - Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС

Соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей составляет 53,8% и 46,2% соответственно. Однако основной объем вывода конденсационных мощностей приходится на 2021-2030 годы, тогда как вывод теплофикационных мощностей с 2011 года ежегодно увеличивается.

Наибольший объем вывода теплофикационных мощностей приходится на турбины давлением 130 ата. Объем вывода таких турбин запланирован на уровне 1,2 ГВт до 2030 года, что составляет 28,7% от общего вывода мощностей ОЭС Северо-Запада.

Суммарный объем вводов генерирующих мощностей по ЕЭС России в период 2011 – 2030 годы, рекомендуемый сценарными условиями развития электроэнергетики, составляет 158,4 ГВт, в том числе на АЭС – 40,3 ГВт, ГЭС-

ГАЭС – 12,1 ГВт, ТЭС-100 ГВт и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 5,1 ГВт.

В таблице 6.5 представлены сводные данные о рекомендуемых сценарными условиями развития электроэнергетики объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы по типам электростанций по ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 6.5 Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт

Тип электростанций	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
ЕЭС России - всего, в том числе:	38,47	27,46	44,69	47,81	158,42
АЭС	6,52	8,10	12,96	12,75	40,33
ГЭС и ГАЭС	5,25	1,99	3,17	1,72	12,13
ГЭС	4,27	0,35	2,78	1,20	8,61
ГАЭС	0,98	1,64	0,39	0,52	3,53
ТЭС из них:	26,53	17,74	27,87	29,68	100,83
ТЭС	26,37	16,70	26,76	27,66	97,49
распределенная когенерация	0,16	0,04	1,12	2,02	3,34
ВИЭ, из них:	0,16	0,63	0,68	3,65	5,12
ветровые	0,02	0,25	0,05	0,45	0,77
геотермальные	0,02	0,05	0,00	0,00	0,07
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,16	2,36	2,52
малые ГЭС	0,11	0,33	0,47	0,85	1,75
ОЭС Северо-Запада, в том числе:	3,76	6,62	4,70	4,77	19,84
АЭС	1,18	4,63	2,40	1,15	9,35
ГЭС и ГАЭС	0,00	1,34	0,39	0,00	1,73
ГЭС	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17
ГАЭС	0,00	1,17	0,39	0,00	1,56
ТЭС из них:	2,57	0,64	1,83	2,84	7,88
ТЭС	2,57	0,64	1,71	2,63	7,54
распределенная когенерация	0,00	0,00	0,13	0,21	0,34
ВИЭ, из них:	0,01	0,02	0,08	0,78	0,88
ветровые	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05
геотермальные					
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,73	0,73
малые ГЭС	0,00	0,02	0,03	0,05	0,10

Структура рекомендуемого ввода мощностей ОЭС Северо-Запада на 2011-2030 годы

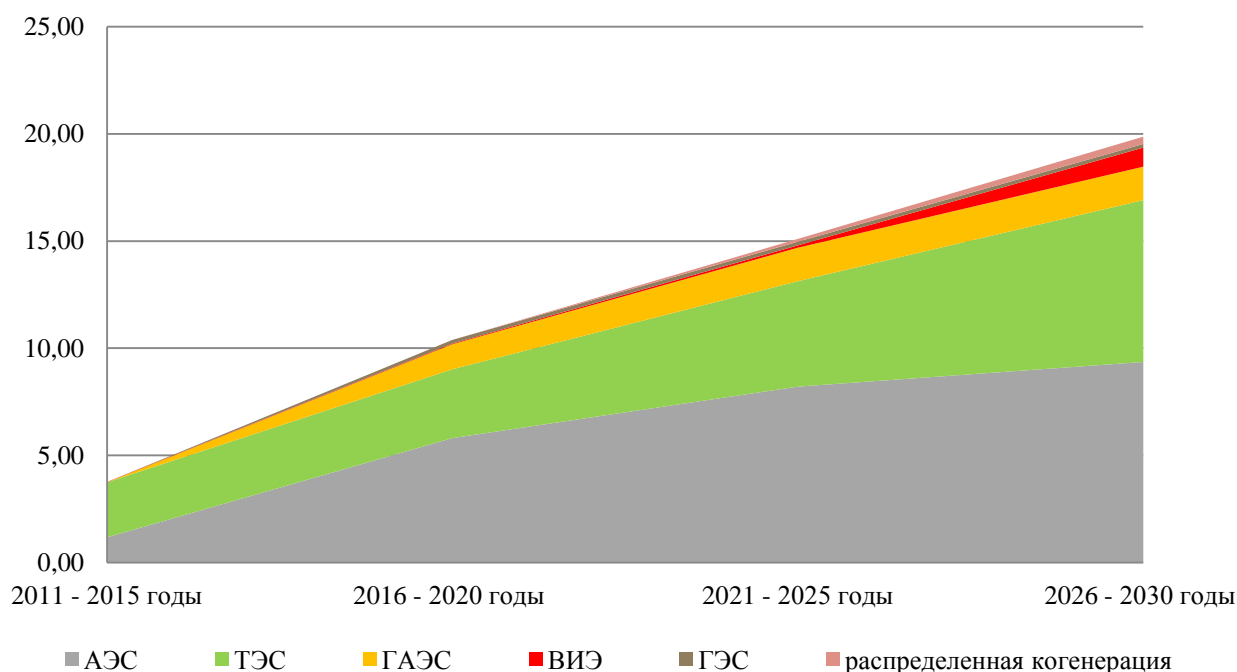


Рисунок 6.7 - Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада

Вводимый объем электрогенерации ОЭС Северо-Запада в основном приходится на АЭС – 9,35 ГВт (47,1%) и ТЭС – 7,54 ГВт (30,0%). Но прочие источники приходится 2,95 ГВт (14,9%).

Указанный прогноз предусматривает достройку начатых пяти АЭС с установкой на них 11 блоков суммарной установленной мощностью 12,3 ГВт: Ленинградской АЭС-2 с вводом четырех блоков, Калининградской АЭС с вводом блока №4, Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух блоков. Предполагается, что достройка АЭС будет продолжаться до 2025 года.

В Зоне Северо-Запада в качестве новых площадок учитываются Балтийская АЭС и Кольская АЭС-2 с вводом на них в период до 2030 года 4-х блоков суммарной установленной мощностью 4,6 ГВт, из них до 2020 года 3 блока суммарной мощностью 3,5 ГВт.

Сценарными условиями развития электроэнергетики для ОЭС Северо-Запада предусмотрены две новые площадки для размещения ТЭС мощностью более 500 МВт:

- Медвежьегорская ТЭС (Карельская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2х блоков ПГУ-500.
- Юго-Западная ТЭЦ (Ленинградская ЭС) установленной мощностью 568 МВт, в составе: ПГУ-200, ПГУ-300 и ГТ(Т)-68. В настоящее время блок ПГУ-200 принят в эксплуатацию. Идут строительно-монтажные работы на блоке ПГУ-300.

В тоже время Генеральная схема электроснабжения предусматривает дополнительно строительство Новгородской ТЭС (Новгородская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2-х блоков ПГУ-500.

Помимо строительства новых электростанций в период до 2030 года должен быть в значительной мере заменен парк генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ.

В частности для Северо-Западной ОЭС предусмотрена масштабная реконструкция с демонтажем существующего оборудования и вводом нового на Киришской ГРЭС (Ленинградская ЭС).

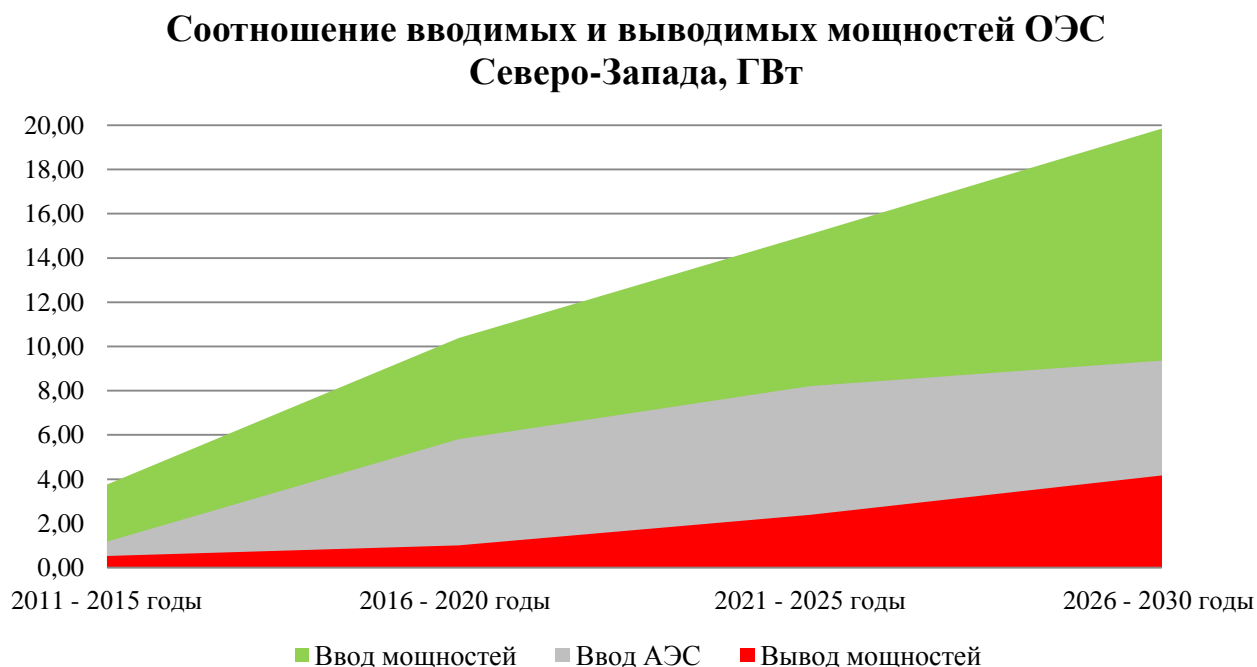


Рисунок 6.8 - Соотношение вводимых и выводимых мощностей

Таким образом, из анализа вводимых и выводимых мощностей ОЭС Северо-Запада предполагаемых в сценарных условиях развития электроэнергетики, вводимые мощности в 4,8 раза превышают выводимые.

Строительство мощностей на новых площадках Ленинградской ЭС, за исключением Юго-Западной ТЭЦ, не предусмотрено.

В таблице 6.6 представлен баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС России максимума потребления на расчетные периоды сценарных условий развития электроэнергетики.

Таблица 6.6 Баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС России максимума потребления на 2010-2015-2020-2025-2030 годы

Наименование	Единица измерения	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Потребность						
Потребление электрической энергии	млн. кВт*ч	92723,0	102611,0	116809,0	128286,0	140199,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,0	2,6	1,9	1,8
Заряд ГАЭС	млн. кВт*ч	0,0	0,0	2003,0	3205,0	3205,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	14697,0	16310,0	18167,0	19768,0	21658,0
Число часов использования максимума	ч	6309,0	6291,0	6319,0	6327,0	6325,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	-	5906,0	7317,0	7970,0	8386,0
в. Т.ч. Экспорт мощности	МВт	1272,0	2050,0	3050,0	3350,0	3350,0
Нормируемый резерв% к максимуму	%	-	36,2	40,3	40,3	38,7
ИТОГО потребность	ГВт	15969,0	22216,0	25484,0	27738,0	30044,0
Покрытие						
Установленная мощность на конец года	МВт	21572,0	24765,5	27876,7	30195,4	3302,4
АЭС	МВт	5760,0	6936,0	8682,0	10079,6	9349,6
ГЭС	МВт	2838,2	2855,7	4054,4	4444,4	4444,4
ТЭС	МВт	12895,6	14883,6	15035,1	15486,2	16548,2
ВИЭ	МВт	78,2	90,2	105,2	185,2	960,2
Ограничения мощности на конец года	МВт	1967,0	1075,1	1035,1	944,6	970,6
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	559,0	0,0	513,0	1198,8	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	МВт	0,0	14,1	14,1	54,1	54,1

Наименование	Единица измерения	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Запертая мощность	МВт	0,0	260,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: Получение (+) / Передача (-)	МВт	1269,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	МВт	20315,0	23416,3	26314,5	27997,9	30277,7
Собственный ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	МВт	4346,0	1200,3	830,5	259,9	233,7
Фактический резерв	МВт	4346,0	7106,3	8147,5	8229,9	8619,7
Фактический резерв в % к максимуму	%	29,6	43,6	44,8	41,6	39,8

По результатам анализа сценарных условий развития электроэнергетики ОЭС Северо-Запада, могут быть сделаны следующие выводы:

1. Объем запланированного ввода генерирующих мощностей на расчетный период в 4,7 раза превышает объемы запланированного вывода;
2. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
3. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период;

Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Отчет	Оценка	Прогноз										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада	92,723	94,035	96,534	98,783	100,684	102,611	104,980	107,379	110,341	113,862	116,809	128,286	140,199
годовой темп прироста, %	4,40	1,41	2,66	2,33	1,92	1,91	2,31	2,29	2,76	3,19	2,59	1,89	1,79
Архангельская	7,746	7,727	7,899	8,038	8,180	8,312	8,448	8,588	8,870	9,000	9,150	9,792	10,652
годовой темп прироста, %	2,81	-0,25	2,23	1,76	1,77	1,61	1,64	1,66	3,28	1,47	1,67	1,37	1,70
Калининградская	4,093	4,266	4,296	4,398	4,503	4,611	4,922	5,485	5,790	5,973	6,167	7,399	8,551
годовой темп прироста, %	5,93	4,23	0,70	2,37	2,39	2,40	6,74	11,44	5,56	3,16	3,25	3,71	2,94
Республика Карелия	9,127	9,148	9,414	9,523	9,640	9,763	10,141	10,276	10,281	10,293	10,296	10,889	11,661
годовой темп прироста, %	5,72	0,23	2,91	1,16	1,23	1,28	3,87	1,33	0,05	0,12	0,03	1,13	1,38
Мурманская	13,27	13,35	13,75	13,90	14,01	14,16	14,31	14,47	15,66	16,91	17,60	19,05	20,79
годовой темп прироста, %	1,12	0,58	3,01	1,07	0,84	1,03	1,07	1,11	8,24	7,98	4,06	1,60	1,76
Республика Коми	8,747	8,901	8,929	9,088	9,219	9,352	9,489	9,629	9,820	10,070	10,237	10,970	11,790
годовой темп прироста, %	0,38	1,76	0,31	1,78	1,44	1,44	1,46	1,48	1,98	2,55	1,66	1,39	1,45
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43,393	44,210	45,583	46,994	48,101	49,273	50,414	51,560	52,483	54,109	55,728	61,964	67,780
годовой темп прироста, %	5,98	1,88	3,11	3,10	2,36	2,44	2,32	2,27	1,79	3,10	2,99	2,14	1,81
Новгородская	4,164	4,241	4,392	4,530	4,671	4,744	4,819	4,896	4,925	4,967	5,064	5,353	5,858
годовой темп прироста, %	6,36	1,85	3,56	3,14	3,11	1,56	1,58	1,60	0,59	0,85	1,95	1,12	1,82
Псковская	2,183	2,195	2,272	2,316	2,357	2,399	2,438	2,477	2,512	2,540	2,571	2,868	3,115
годовой темп прироста, %	4,7	0,6	3,5	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,4	1,1	1,2	2,2	1,7

3.2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2029 годы утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 г. №309.

Схема и программа разработаны в соответствии с постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Согласно схеме и программе развития ЕЭС России, объем электропотребления в ОЭС Северо-Запада составил в 2012 году 93,21 млрд. кВт*ч.

К 2019 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада согласно прогнозу электропотребления, сформированному в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года, утвержденной распоряжением правительства РФ от 18 ноября 2011 года №2074-р.

Прогноз электропотребления ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы представлен в таблице 6.8.

Как видно из таблицы 6.8 и таблицы соотношения прогнозов электропотребления, в более позднем прогнозе 2013 года темпы прироста объемов потребления значительно ниже принятых в Сценарных условиях 2011 года.

Прогнозные значения да 2019 год по двум документам отличается на 12 млрд кВт*ч, что соответствует 10% от прогноза принятого в Сценарных условиях (113,86 млрд кВт*ч).

Таблица 6.8 Прогноз электропотребления на 2013-2019 годы, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ЕЭС России	1016,500	1031,390	1054,180	1077,295	1100,537	1121,024	1137,263	1151,002
годовой темп прироста, %	1,6400	1,4600	2,2100	2,1900	2,1600	1,8600	1,4500	1,2100
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,677	98,763	100,272	101,874
годовой темп прироста, %	0,71	0,69	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60

Таблица 6.9 Сопоставление прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада согласно Сценарным условиям и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы

Наименование	2010 г. Факт	Прогноз								
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	92,72	94,04	96,53	98,78	100,68	102,61	104,98	107,38	110,34	113,86
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	92,72	92,97	93,21	93,09	94,51	96,26	97,68	98,76	100,27	101,87
Снижение прогнозных значений относительно Сценарных условий	-	1,07	3,32	5,69	6,17	6,35	7,30	8,62	10,07	11,99

Соотношение прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада согласно Сценарным условиям до 2030 года и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы

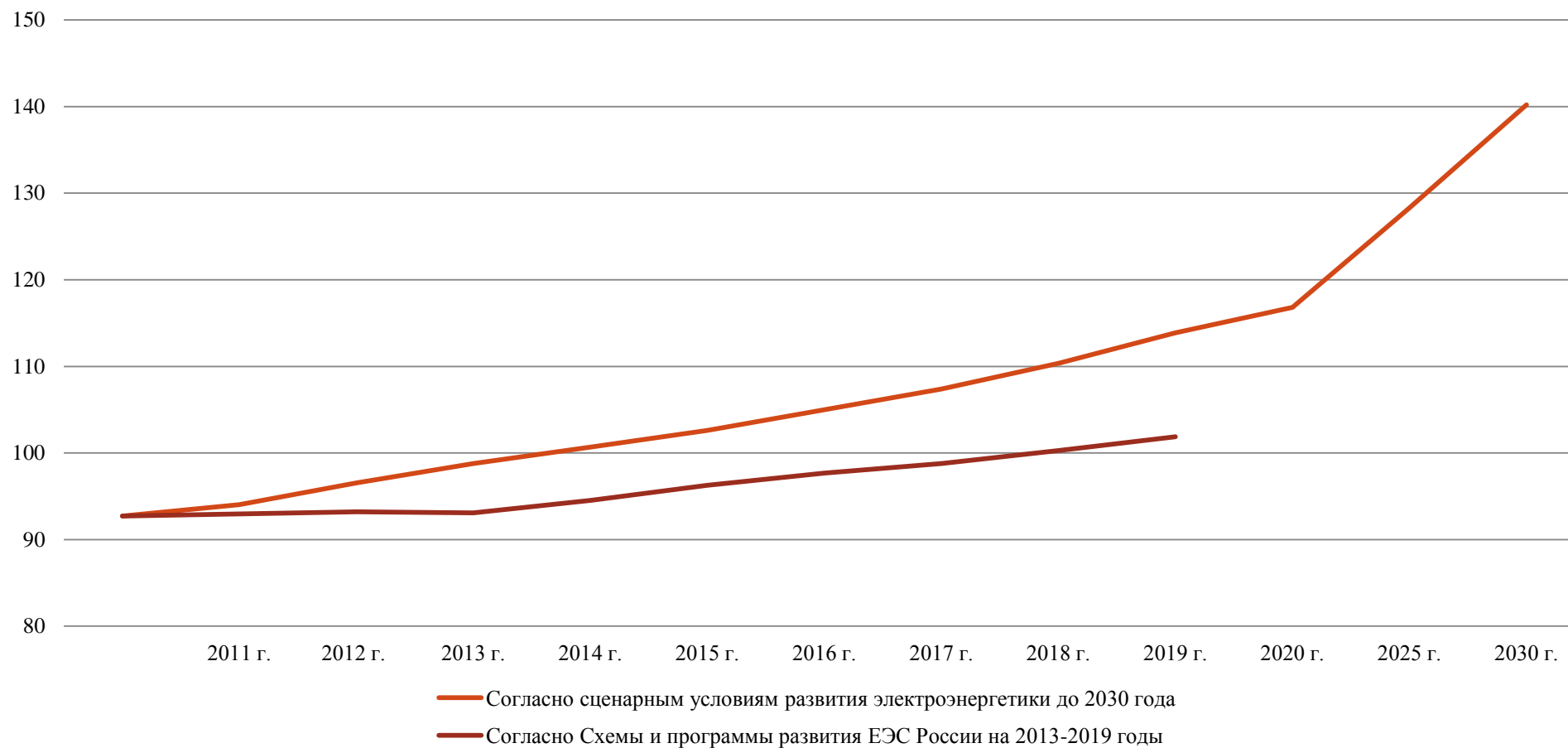


Рисунок 6.9 - Соотношение прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2013-2029 годы, Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2013 году составит 9,4%. К 2019 году объем потребления снизится до 9,2%. В 2013 году собственный максимум потребления мощности составит 15,221 ГВт, к 2019 году – 16,509 ГВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности на рассматриваемый период оценивается в 1,0%

Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада представлены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Единица измерения	Факт		Прогноз						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт*ч	92,6	93,2	93,1	94,5	96,3	97,7	98,8	100,3	101,9
Собственный максимум	МВт	14877	15368	15221	15429	15676	15870,0	16069,0	16259,0	16509,0
Число часов использования собственного максимума	ч	6221,0	6065,0	6116,0	6126,0	6140,0	6155,0	6146,0	6167,0	6171,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	13640	14904	14917	15120	15361	15553	15747	15933	16178
Число часов использования максимума	ч	6785,0	6254,0	6241,0	6251,0	6266,0	6280,0	6272,0	6293,0	6297,0

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью) на электростанциях ЕЭС России в период 2013-2019 годов предусматриваются в объеме 32,77 ГВт, в том числе на АЭС – 11,27 ГВт, на ГЭС – 2,48 ГВт, на ГАЭС – 980 МВт, на ТЭС – 18,03 ГВт и на ВИЭ – 12 МВт. При этом планируется ввести 361,5 МВт на замену устаревшего оборудования.

Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы представлена в таблице 6.11.

Таблица 6.11 Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, ГВт

Тип электростанций	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего за 2013-2019 годы
ЕЭС России - всего, в том числе:	6,59	9,11	8,51	3,02	2,79	1,59	1,15	32,77
АЭС		3,18	2,37	1,17	2,25	1,15	1,15	11,27
ГЭС	1,80	0,01	0,17	0,17	0,34			2,48
ГАЭС	0,63	0,35						0,98
ТЭС из них:	4,16	5,58	5,97	1,67	0,20	0,44	0,00	18,03
ТЭЦ	2,05	3,82	1,79	0,79	0,20	0,44		9,09
КЭС	2,11	1,76	4,18	0,88				8,94
ВИЭ				0,01				
в т.ч. замена	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
ТЭС	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
в т.ч. ТЭЦ	0,06	0,07	0,12	0,12				0,36
ОЭС Северо-Запада	0,11	0,30	1,28	1,28	1,15	1,15		5,27
АЭС			1,17	1,17	1,15	1,15		4,64
ТЭС из них:	0,11	0,30	0,11	0,10				0,62
ТЭЦ	0,11	0,30	0,11	0,10				0,62
ВИЭ				0,01				0,01

Прогноз ввода новых мощностей ЕЭС России и в частности ОЭС Северо-Запада, представленный в схеме и программе развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, значительно ниже, чем планировался ранее в Сценарных условиях развития ЭЭ до 2030 года.

Так, прогноз ввода новых мощностей ЕЭС России согласно схеме и программе развития ЕЭС России составляет – 32,76 ГВт к 2019 году, что на 27,68 ГВт меньше, чем планировалось ранее в сценарных условиях.

Прогноз ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада составляет – 5,27 ГВт, на 2019 год, что на 3,79 ГВт меньше планируемого ранее.

Из 5,27 ГВт вводимы мощностей ОЭС Северо-Запада, 4,64 приходится на АЭС, что составляет 88% вводимых мощностей.

Ввод новых мощностей на ТЭЦ ОЭС Северо-Запада до 2019 года планируется на уровне 620 МВт. 100% вводимых мощностей ТЭЦ предполагается на существующих площадках.

Новые площадки на территории Мурманской ЭС для строительства ТЭЦ схемой и программой развития ЕЭС России на 2013-2019 годы не предусмотрены.

Таблица 6.12 Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России, ГВт

Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2025 год	2030 год
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	-	-	-	6,59	15,7	24,21	27,23	30,02	31,61	32,76	-	-	-
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	-	7,69	15,39	23,08	30,78	38,47	43,96	49,45	54,95	60,44	65,93	110,62	158,43
Снижение прогнозных значений	-	-	-	16,49	15,08	14,26	16,73	19,43	23,34	27,68	-	-	-

Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России, ГВт

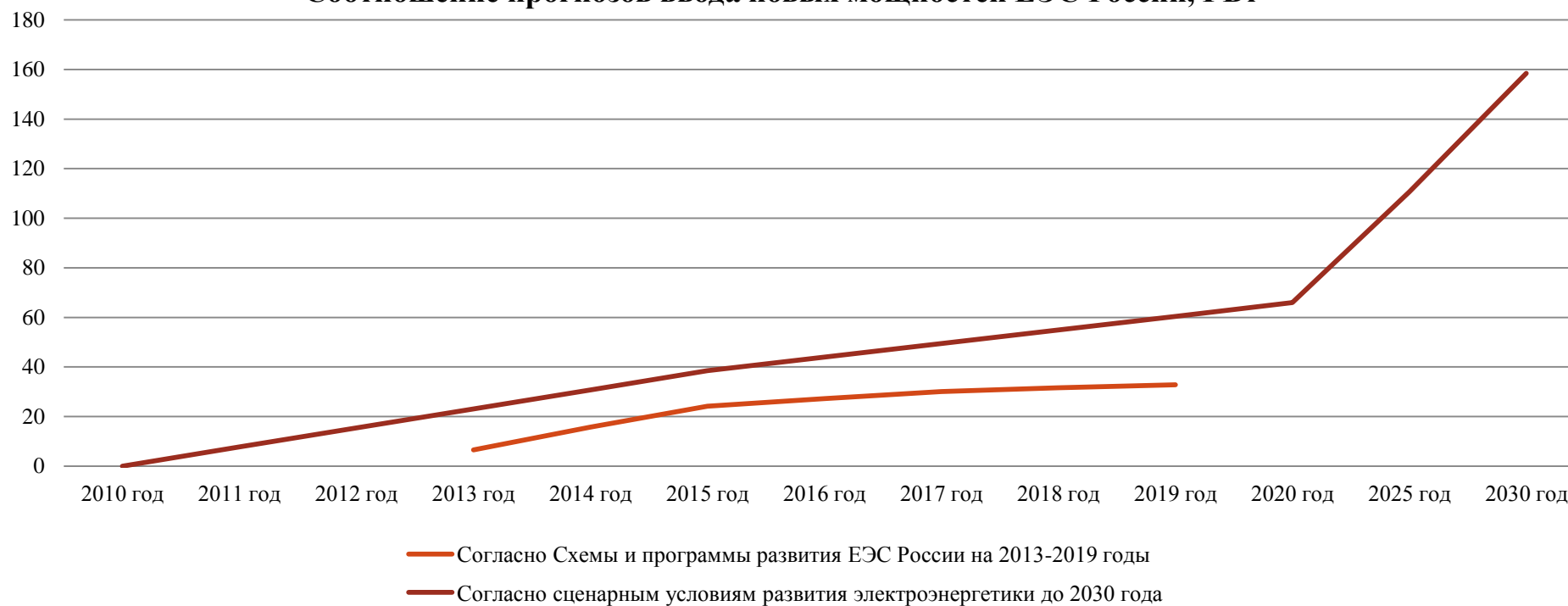


Рисунок 6.10 - Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ЕЭС России

Таблица 6.13 Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада, ГВт

Наименование	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2025 год	2030 год
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы	-	-	-	0,11	0,41	1,69	2,97	4,12	5,27	5,27	-	-	-
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	0,00	0,75	1,50	2,26	3,01	3,76	5,08	6,41	7,73	9,06	10,38	15,08	19,85
Снижение прогнозных значений	-	-	-	2,15	2,60	2,07	2,11	2,29	2,46	3,79	-	-	-

Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада, ГВт



Рисунок 6.11 - Соотношение прогнозов ввода новых мощностей ОЭС Северо-Запада

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы приведен в таблице 6.14.

Таблица 6.14 Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2013-2019 годы, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ОЭС Северо-Запада	93,210	93,092	94,511	96,257	97,667	98,763	100,272	101,876
годовой темп прироста, %	0,71	0,69	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60
Архангельская	7,673	7,755	7,817	7,907	8,000	8,113	8,229	8,310
годовой темп прироста, %	0,54	1,07	0,80	1,15	1,18	1,41	1,43	0,98
Калининградская	4,352	4,402	4,514	4,629	4,747	5,118	5,743	6,122
годовой темп прироста, %	4,69	1,15	2,54	2,55	2,55	7,82	12,21	6,60
Республика Карелия	8,732	8,855	8,949	9,025	9,082	9,141	9,204	9,270
годовой темп прироста, %	-2,86	1,41	1,06	0,85	0,63	0,65	0,69	0,72
Мурманская	13,210	12,524	12,633	12,768	12,908	13,030	13,157	13,289
годовой темп прироста, %	0,74	0,03	0,87	1,07	1,10	0,95	0,97	1,00
Республика Коми	8,909	9,056	9,154	9,220	9,286	9,353	9,421	9,490
годовой темп прироста, %	0,48	1,65	1,08	0,72	0,72	0,72	73,00	0,73
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43,812	43,849	44,600	45,690	46,478	46,680	47,034	47,749
годовой темп прироста, %	0,75	0,23	1,71	2,44	1,72	0,43	0,76	1,52
Новгородская	4,295	4,388	4,527	4,659	4,774	4,882	4,994	5,108
годовой темп прироста, %	2,90	2,17	3,17	2,92	2,47	2,26	2,29	2,28
Псковская	2,227	2,263	2,317	2,359	2,402	2,446	2,490	2,536
годовой темп прироста, %	4,21	1,62	2,39	1,81	1,82	1,83	1,80	1,85

Соотношение прогнозов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада, в частности Ленинградской ЭС, приведено на рисунке 6.12.

Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года, спрос на электроэнергию в Мурманской ЭС на 2019 год составит – 16,91 млрд. кВт*ч.

В то же время в схеме и программе развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, спрос на рассматриваемый период по Мурманской ЭС составит – 13,289 млрд. кВт*ч, что на 2,9 млрд кВт*ч (17,2% от сценарных условий) ниже сценарных условий.



Рисунок 6.12 - Соотношение прогнозов спроса на электрическую энергию для Мурманской ЭС

В результате анализа схемы и программы развития ЕЭС России на 2013-2019 годы, в частности для ОЭС Северо-Запада, могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Объем запланированного ввода генерирующих мощностей ОЭС Северо-Запада на 2019 год составляет 5,27 ГВт, что на 3,79 ГВт меньше планируемого в сценарных условиях;
2. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
3. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период.

Таким образом, схемой теплоснабжения г. Мурманска строительство на территории города новых источников тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, на рассматриваемый период не предусматривается.

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

Оборудование единственного на территории Мурманска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлено в таблицах 6.15-6.17.

Таблица 6.15 Сведения об установленных котлах

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования/ Год продления ресурса
Паровые котлы					
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	90,12	Белгородский котельный завод	11.2013 / до 11.2017
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	90,12	Белгородский котельный завод	12.2010 / до 12.2014
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	90,17	«Красный котельщик» г. Таганрог	03.2014 / до 03.2018
ТП -35У, № 4	1960	35/35	90,72	Белгородский котельный завод	10.2011 / до 10.2015
БМ-35Р, № 5	1962	40/40	90,32	Белгородский котельный завод	07.2012 / до 07.2016
БМ-35Р, № 6	1963	40/40	90,32	Белгородский котельный завод	07.2010 / до 07.2014
ГМ-50, № 7	1964	50/50	90	Белгородский котельный завод	08.2013 / до 08.2017
Водогрейные котлы					
ПТВМ-50, №8	1965	(50/37,5)	90,87	Машиностроительный завод «Татра»	10.2011 / до 10.2015
ПТВМ-50, №9	1966	(50/37,5)	90,87	Машиностроительный завод «Татра»	04.2013 / до 04.2017
ПТВМ-100, №10	1970	(100/75)	88,45	Дорогобужский котельный завод	04.2011 / до 04.2015

Таблица 6.16 Сведения об установленных турбинах МТЭЦ

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	Год ввода в эксплуатацию
Р-6-35-6ст. № 3	6	34	1962
ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	1963

Таблица 6.17 Сведения об установленных подогревателях МТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
		воды	пара	
№1	Бойлер основной	116	133	350
№2	Бойлер основной	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№1	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высокого давления	170	300	200/110
№4	Подогреватель высокого давления	170	330	200/1100
-	Охладитель конденсата калориферов котлов	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	24,4

Основное оборудование Мурманской ТЭЦ установлено в середине 60-х годов, еще до ввода блоков Кольской АЭС. В настоящее время оборудование ТЭЦ морально и физически устарело. Противодавленческие турбины ПР и Р и на сегодняшний день остаются относительно конкурентно способными в некоторых энергосистемах при условии работы паровых котлов на газе или дешевом угле, однако в условиях работы на привозном мазуте, их эффективность вызывает сомнения.

Решение о сохранении собственной генерации на ТЭЦ или ее реконструкция в котельную, должно приниматься на основании оценки эффективности такой генерации.

4.1. Анализ эффективности собственной генерации на МТЭЦ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии, прежде всего, позволяет снизить удельные расходы топлива на их производство по сравнению с отдельным способом.

В связи с этим, удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в большинстве случаев ниже, чем на сопоставимых по мощности котельных.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 6.18.

Таблица 6.18 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг_{у.т.}/Гкал

Наименование источника	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Мурманская ТЭЦ	177,7	181,8	182,4
Южная котельная	169,7	169,7	170,2
Восточная котельная	171,9	171,9	171,9

Как видно из таблицы, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 6.19 приведены данные о расходе топлива по источникам ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 год.

Графически структура собственных нужд представлена на рисунке 6.13.

Удельные расходы условного топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии по трем источника вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии от МТЭЦ на 7,0% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на МТЭЦ прежде всего объясняется значительным расходом тепловой энергии на собственные нужды.

Как видно из таблицы 6.19 и рисунка 6.13, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для МТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 13,7%, 6,7% и 9,9% соответственно.

Таблица 6.19 Показатели работы источников ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

Наименование	МТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход условного топлива, тут	120172	148071	74747
В том числе, на производство электрической энергии, тут	156,79	-	-
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т.у.т	120015	148071	74747
Выработка тепловой энергии, Гкал	763945	932637	482706
Собственные нужды, Гкал	104939	62439	47837
Собственные нужды, %	13,7	6,7	9,9
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	18624	-	-
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	659006	870198	434869
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии, кг у.т./Гкал	157,1	158,8	154,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии, кг у.т./Гкал	182,1	170,2	171,9

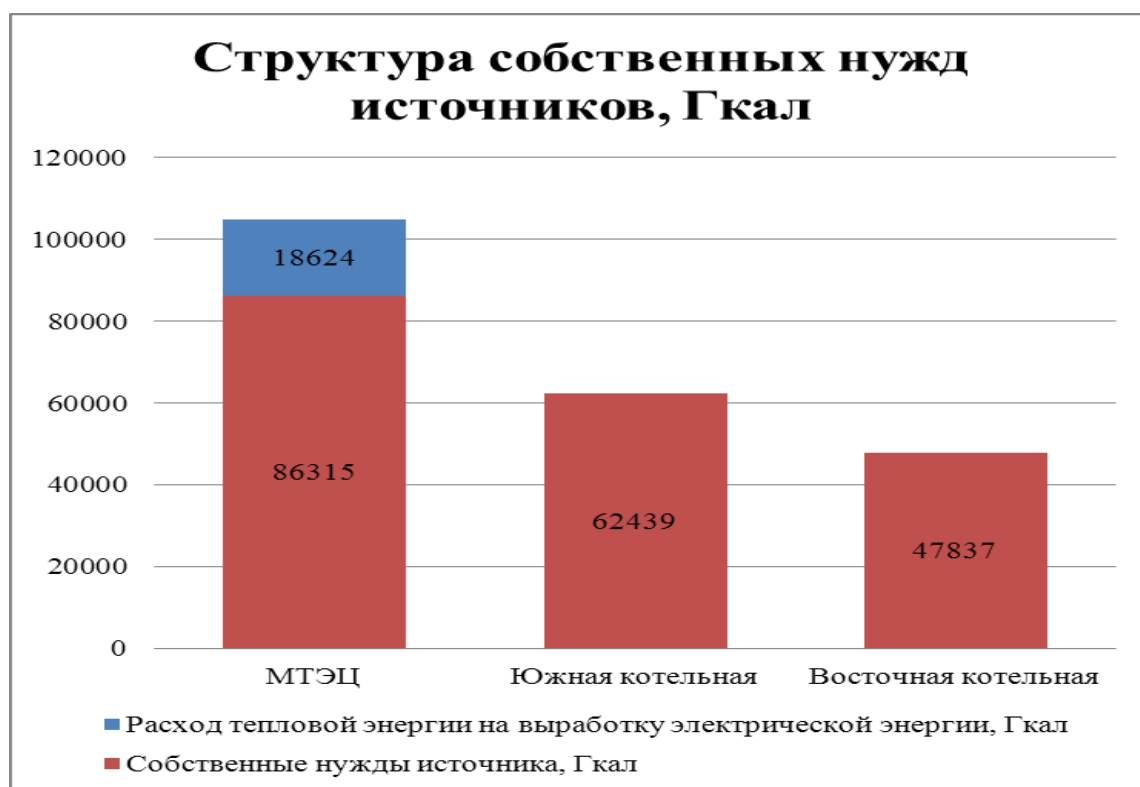


Рисунок 6.13 - Структура собственных нужд источников

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 17,7% собственных нужд МТЭЦ. Отказ от собственной генерации на МТЭЦ позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии до 177,1 кг_{у.т}/Гкал.

В таблице 6.20 ниже приведены данные об объемах потребления электрической энергии в 2013 году и затрат на ее покупку.

Таблица 6.20 Электропотребление на собственные нужды ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

Наименование	Электроэнергия на собственные (производственные) нужды		
	тыс. кВт*ч	тыс. руб. (без НДС, с учетом ставки за мощность)	руб./кВт*ч
ОАО "Мурманская ТЭЦ" всего	72 447,6	143 550,7	1,98
МТЭЦ	21 877,1	9 951,1	-
В том числе, собственная генерация	16 127,4	-	-
покупная	5 749,8	9 951,1	1,73
Южная котельная	25 800,5	66 843,9	2,59
Восточная котельная	16 455,8	42 819,4	2,60
Насосные	8 314,2	23 936,3	2,88



Рисунок 6.14 - Структура потребления электрической энергии на СН

Таблица 6.21 Показатели эффективности собственной генерации на МТЭЦ за 2013г.

Наименование	Единица измерения	Величина
Производство электрической энергии	тыс. кВт*ч	16127,4
Расход топлива на производство электрической энергии	тут	156,8
Расход тепловой энергии на производство электрической энергии	Гкал	18624,0
Расход топлива на выработку тепловой энергии, используемой для выработки электроэнергии	тут	2925,8
Общий расход топлива на производство электрической энергии	тут	3082,6
Стоимость топлива	тыс. руб./тут	10,6
Затраты на топливо	тыс. руб.	32675,6
Топливная составляющая в себестоимости генерируемой электроэнергии	руб./кВт*ч	2,03
Удельный расход топлива на производство электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	191,14

В таблице 6.21 представлены показатели эффективности собственной генерации на МТЭЦ за 2013 год. Как видно из таблицы, удельный расход топлива на производство электрической энергии на МТЭЦ составляет 191,14 г.у.т./кВт*ч. Стоимость мазута в пересчете на условное топлива составляет 10,6 тыс.руб./т.у.т. Топливная составляющая в себестоимости производимой электрической энергии составила 2,03 руб./кВт*ч, что на 17% выше среднегодового тарифа на покупку электроэнергии из энергосистемы.

На сегодняшний день, отказ от генерации собственной электрической энергии на МТЭЦ позволит снизить себестоимость тепловой энергии отпускаемой от МТЭЦ.

4.2. Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

Вне зависимости от выбранного сценария развития, схемой теплоснабжения предусматривается отказ от собственной генерации электрической энергии. Паровые турбины и энергетические котлы МТЭЦ должны быть выведены из эксплуатации и, по возможности, демонтированы. Для обеспечения собственных нужд станции и ответственных потребителей, на территории площадки предусматривается установка резервных дизель-генераторов (газопоршневых установок для сценария 1 и 2).

Мероприятия для Сценария 1 и 2

Согласно первому сценарию, газоснабжение г. Мурманска и в частности площадки Мурманской ТЭЦ, может быть осуществлено в 2019 году.

К 2019 году котельное оборудование МТЭЦ должно быть готово к сжиганию природного газа, а сама площадка МТЭЦ должна иметь газовое хозяйство, включающее в себя всю необходимую инфраструктуру (газопроводы, газораспределительный пункт и пр.). До 2019 года на ОАО «Мурманская ТЭЦ» должна быть создана газовая служба, а весь эксплуатационный персонал должен быть обучен соответствующим правилам техники эксплуатации и правилам техники безопасности.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 6.22.

Таблица 6.22 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценариев 1, 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	ДКВр-20/13	2019	20 т/ч (15 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	ДКВр-20/13	2020	20 т/ч (15 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2017	50 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	50 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	75 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	100 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2021	50 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2022	50 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			260			345
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			2

Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ

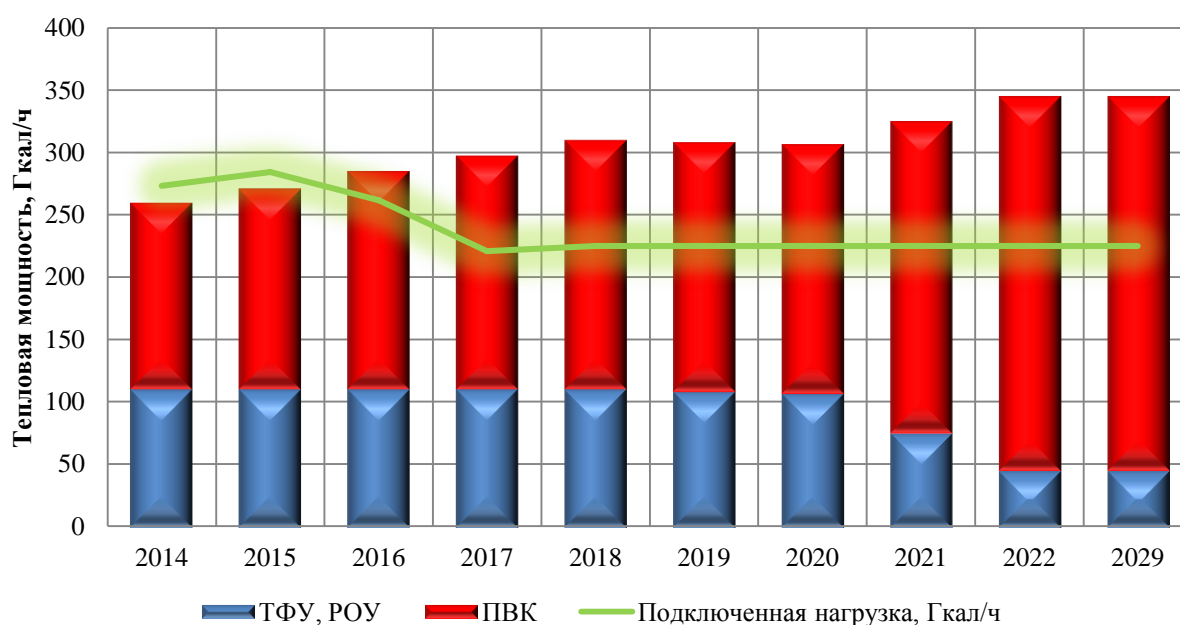


Рисунок 6.15 - Баланс тепловой мощности МТЭЦ на период разработки схемы теплоснабжения по сценарию №1

2016 год – выполняется проектно-сметная документация на капитальный ремонт водогрейных котлов и оснащение котлов газовыми горелками.

2016 год – начинается разработка проектно-сметной документации на создание системы газоснабжения, в том числе и наружные газопроводы.

Согласно сценарию 1, газоснабжение Мурманска осуществляется централизованно газом высокого, среднего и низкого давления в зависимости от категории потребителей. Газоснабжающая организация выдает ОАО «Мурманская ТЭЦ» технические условия на подключение к газопроводу высокого давления.

ОАО «Мурманская ТЭЦ» разрабатывает соответствующую проектную документацию и проходит необходимые экспертизы и согласования.

2016 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-100 ст. №10 с увеличением располагаемой мощности до 100 Гкал/ч. В ОАО «Мурманская ТЭЦ» создается газовая служба. Начинаются работы по строительству газового хозяйства на площадке и внешних газопроводов.

2017 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №8 с увеличением производительности до 50 Гкал/ч с оснащением газовыми горелками, и всей необходимой автоматикой и телеметрией.

2018 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №9 с увеличением производительности до 50 Гкал/ч (45 Гкал/ч при работе на мазуте) с оснащением газовыми горелками, и всей необходимой автоматикой и телеметрией.

Ведутся работы по строительству газового хозяйства.

2019 год – завершение строительства газового хозяйства и внешних газопроводов. Замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13 №1. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Кроме того, данный котел и новые котлы типа ДКВР-20/13 будут осуществлять выработку пара на мазутное хозяйство.

2020 год – Центральная котельная полностью переходит на сжигание природного газа. Мазут используется в качестве резервного и аварийного топлива. Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13 №2. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13.

2021 год – Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13 №3. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4.

2022 год - Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5. На площадке монтируются резервные дизель-генераторы суммарной электрической мощностью 2 МВт. При реализации мероприятий надежность

теплоснабжения потребителей от данного теплоисточника сохранится на высоком уровне в связи с наличием резервного способа электроснабжения.

2023 год – Вывод из эксплуатации и демонтаж паровых турбин и энергетических котлов БМ-35 Р и ГМ-50.

Предусмотренные мероприятия позволят:

- сократить собственные нужды МТЭЦ в тепловой энергии с существующих 98,2 тыс. Гкал/год до 15,5 тыс. Гкал/год к 2020 году.
- снизить удельный расход условного топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии с существующих 157,9 кг_{у.т}/Гкал до 154,2 кг_{у.т}/Гкал к 2020 году при работе на природном газе;
- снизить удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии с существующих 179,6 кг_{у.т}/Гкал до 158,1 кг_{у.т}/Гкал к 2020 году при работе на природном газе;
- сократить эксплуатационный персонал (или переобучить в персонал газовой службы).

Мероприятия для Сценария 3

Для сценария 3 предусматриваются аналогичные мероприятия по капитальному ремонту водогрейных котлов и замене паровых котлов. Перспективный состав оборудования приведен в таблице 6.23. Организация газового хозяйства согласно сценарию 3 не предусматривается.

Таблица 6.23 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценария 3

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	ДКВр-20/13	2019	20 т/ч (15 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	ДКВр-20/13	2020	20 т/ч (15 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2017	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	75 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2021	50 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2022	50 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			260			321
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			2

2014 - 2015 года – модернизация водогрейного котла ПТВМ-100 ст. №10 с увеличением производительности до 86 Гкал/ч (на 11 Гкал/ч).

2016 год – выполняются проектно-сметная документация на модернизацию водогрейных котлов ПТВМ-50.

2017 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №8 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч).

2018 год – модернизация водогрейного котла ПТВМ-50 ст. №9 с увеличением производительности до 45 Гкал/ч (на 7,5 Гкал/ч).

2019 год – замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13 №1. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Кроме того, данный котел и новые котлы типа ДКВР-20/13 будут осуществлять выработку пара на мазутное хозяйство.

2020 год – Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13 №2. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. На площадке монтируются резервные дизель-генераторы суммарной электрической мощностью 2 МВт. Демонтируются энергетические котлы ТП-35 У ст. №4 и БМ-35 Р ст. №5. Паровые турбины и энергетические котлы БМ-35 Р и ГМ-50 остаются в резерве. При реализации мероприятий надежность теплоснабжения потребителей от данного теплоисточника сохранится на высоком уровне в связи с наличием резервного способа электроснабжения.

2021 год – Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13 №3. Установка группы паровых подогревателей сетевой воды для нагрева сетевой воды от парового котла ДКВР-20/13. Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4.

2022 год – Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5.

2023 год – Вывод из эксплуатации и демонтаж паровых турбин и энергетических котлов БМ-35 Р и ГМ-50.

Мероприятия для Сценария 4

Для сценария 4 предусмотрено новое строительство паровых пылеугольных котлов, водогрейных пылеугольных котлов и соответствующей инфраструктуры.

Мазутное хозяйство станции обеспечивается паром от котлов К-50-14-25 через РОУ.

Таблица 6.24 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценария 4

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	К-50-14-250	2020	50 т/ч (30 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	К-50-14-250	2021	50 т/ч (30 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	К-50-14-250	2022	50 т/ч (30 Гкал/ч)
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	КВТК-100	2017	100 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	КВТК-100	2018	100 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	75 Гкал/ч	КВТК-100	2019	100 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			260			385
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			12

Капитальные затраты представлены в таблицах 6.27-6.29. Техно-экономические показатели МТЭЦ для сценариев представлены в таблицах 6.30-6.32.

Таблица 6.25 **Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценариев 1, 2**

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2029
Мероприятие			Переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную. Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100	Переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную. Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4	Вывод из эксплуатации паровых турбин и энергетических котлов, установка резервных дизель-генераторов. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5	
Установленная мощность, Гкал/ч	324,0	324,0	324,0	324,0	324,0	322,3	320,7	336,0	345,0	345,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	260,0	271,0	285,0	297,5	310,0	308,3	306,7	325,0	345,0	345,0
ТФУ, РОУ	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	108,3	106,7	75,0	45,0	45,0
ПВК	150,0	161,0	175,0	187,5	200,0	200,0	200,0	250,0	300,0	300,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	213,1	224,1	238,1	250,6	263,1	261,5	259,8	278,1	298,1	298,1
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	273,3	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-85,7	-85,8	-48,2	7,9	16,2	14,5	12,9	31,2	51,2	51,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-40,2%	-38,3%	-20,2%	3,1%	6,2%	5,6%	5,0%	11,2%	17,2%	17,2%

Таблица 6.26 **Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценария 3**

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2029
Мероприятие			Переключение 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч) на Восточную котельную. Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100	Переключение 43,45 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 2,64 Гкал/ч) на Восточную котельную. Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50	Замена парового котла ТП-30 Р №1 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №2 на ДКВР-20/13	Замена парового котла ТП-30 Р №3 на ДКВР-20/13. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте ТП-35У ст. №4	Вывод из эксплуатации паровых турбин и энергетических котлов, установка резервных дизель-генераторов. Установка котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5	
Установленная мощность, Гкал/ч	324,0	324,0	324,0	324,0	324,0	322,3	320,7	336,0	345,0	345,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	260,0	271,0	271,0	278,5	286,0	284,3	282,7	301,0	321,0	321,0
ТФУ, РОУ	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	108,3	106,7	75,0	45,0	45,0
ПВК	150,0	161,0	161,0	168,5	176,0	176,0	176,0	226,0	276,0	276,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	213,1	224,1	224,1	231,6	239,1	237,5	235,8	254,1	274,1	274,1
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	273,3	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-85,7	-85,8	-62,2	-11,1	-7,8	-9,5	-11,1	7,2	27,2	27,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-40,2%	-38,3%	-27,7%	-4,8%	-3,3%	-4,0%	-4,7%	2,8%	9,9%	9,9%

Таблица 6.27 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0				540,0
Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0					320,0
Модернизация ПТВМ-100		20,0								20,0
Модернизация ПТВМ-50 №8 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	35,0						40,0
Модернизация ПТВМ-50 №9 с оснащением газовыми горелками и КИПиА				5,0	35,0					40,0
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150							15,0	124,0		139,0
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150								15,0	124,0	139,0
Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт						3,0	35,0			38,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0				24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0			24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13							3,0	21,0		24,0
Всего	0,0	20,0	65,0	440,0	338,0	127,0	74,0	160,0	124,0	1348,0

Таблица 6.28 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Модернизация ПТВМ-100		20,0								20,0
Модернизация ПТВМ-50 №8			5,0	35,0						40,0
Модернизация ПТВМ-50 №9				5,0	35,0					40,0
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150							15,0	124,0		139,0
Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150								15,0	124,0	139,0
Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт						3,0	35,0			38,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0				24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0			24,0
Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13							3,0	21,0		24,0
Всего	0,0	20,0	5,0	40,0	38,0	27,0	74,0	160,0	124,0	488,0

Таблица 6.29 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Всего
Организация хозяйства твердого топлива		20	800	680							1500
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30	320							350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30	320						350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100					30	320					350
Установка парового котла К-50-14-250						30	220				250
Установка парового котла К-50-14-250							30	220			250
Установка парового котла К-50-14-250								30	220		250
Всего	0	20	830	1030	350	350	250	250	220	0	3300

Таблица 6.30 Техничко-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	273,2	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	256,7	236,5	199,5	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9
Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
Перспективная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	9,7	12,6	14,7	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Переключаемая нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	-23,0	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	26,3	27,7	25,2	21,3	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Существующая нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Перспективная нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	1,5	2,0	2,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Переключаемая нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	-3,1	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	811	843	794	705	717	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	98	98	98	98	98	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	713	745	696	606	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	698	729	681	593	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	157,9	157,0	156,5	156,0	155,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2
Расход условного топлива	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8
Мазут	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	179,6	177,7	178,6	181,3	180,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1	158,1
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Природный газ	тут/тыс. м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	93,8	96,9	91,1	80,5	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	1127,1	1143,4	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1
Мазут	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	1127,1	1143,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1	678,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1841,8	1822,4	1831,3	1859,0	1847,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8	1095,8

Таблица 6.31 Техничко-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 3

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	273,2	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	256,7	236,5	199,5	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9
Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
Перспективная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	9,7	12,6	14,7	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Переключаемая нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	-23,0	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	26,3	27,7	25,2	21,3	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Существующая нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Перспективная нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	1,5	2,0	2,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Переключаемая нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	-3,1	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	811	843	794	705	717	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	98	98	98	98	98	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	713	745	696	606	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	698	729	681	593	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	157,9	157,0	156,5	156,0	155,5	155,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	106,7	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
Мазут	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	106,7	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	179,6	177,7	178,6	181,3	180,2	172,4	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	93,8	96,9	91,1	80,5	81,7	78,2	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Затраты на топливо	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	1127,1	1143,4	1094,3	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9
Мазут	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	1127,1	1143,4	1094,3	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9	1092,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1841,8	1822,4	1831,3	1859,0	1847,8	1768,4	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1	1766,1

Таблица 6.32 Техничко-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	273,2	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	256,7	236,5	199,5	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9
Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
Перспективная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	9,7	12,6	14,7	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Переключаемая нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	-23,0	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	26,3	27,7	25,2	21,3	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Существующая нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Перспективная нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	1,5	2,0	2,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Переключаемая нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	-3,1	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	811	843	794	705	717	714	714	714	714	714	714	714	714	714	714	714
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	98	98	98	98	98	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	713	745	696	606	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	698	729	681	593	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	85,0%	70,0%	55,0%	45,0%	35,0%	25,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	15,0%	30,0%	45,0%	55,0%	65,0%	75,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	157,9	157,0	156,5	156,0	155,5	155,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	111,2	114,2	115,0	115,8	116,7	117,7	118,6	118,6	118,6	118,6	118,6	118,6	118,6
Мазут	тыс. тут.	128,1	132,4	124,3	93,4	78,1	61,0	49,8	38,7	27,7	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	17,8	36,1	54,0	66,0	78,0	90,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	179,6	177,7	178,6	181,3	180,2	179,1	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	195,2	194,7	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9	193,9
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	93,8	96,9	91,1	68,4	57,2	44,7	36,5	28,4	20,3	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	23,1	46,9	70,1	85,7	101,3	116,9	132,5	132,5	132,5	132,5	132,5	132,5	132,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Затраты на топливо	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	1061,8	1011,6	940,7	896,5	853,1	809,7	766,3	766,3	766,3	766,3	766,3	766,3	766,3
Мазут	млн руб.	1313,1	1357,2	1274,9	958,0	800,4	625,2	510,8	397,3	283,8	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3	170,3
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	103,8	211,2	315,5	385,7	455,8	525,9	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1841,8	1822,4	1831,3	1751,2	1634,7	1520,2	1448,7	1378,6	1308,5	1238,3	1238,3	1238,3	1238,3	1238,3	1238,3	1238,3

4.3. Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 162,1 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу составит 173,5 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для Сценариев 1-3. Сценариями 1-3 предусматривается капитальный ремонт существующих котлов, а для сценариев 1-2 дополнительно – оснащение газовыми горелками.

Для сценария 4 предлагается замена водогрейных котлов КВГМ-100 на пылеугольные КВТК-100. Паровые котлы ГМ-50 предлагается заменить на пылеугольные К-50-13-250.

Состав оборудования для Сценариев 1-3 и 4 представлены в таблицах 6.33, 6.34.

Таблица 6.33 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценариев 1-3

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	ГМ-50-14/250	2018	30
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	ГМ-50-14/250	2015	30
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	ГМ-50-14/250	2016	30
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВГМ-100	2016	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВГМ-100	2016	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВГМ-100	2017	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390

Таблица 6.34 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 4

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	К-50-14-250	2021	50 т/ч

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	К-50-14-250	2022	50 т/ч
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	К-50-14-250	2023	50 т/ч
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВТК-100	2018	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВТК-100	2019	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВТК-100	2020	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390



Рисунок 6.16 - Баланс тепловой мощности Восточной котельной на период разработки схемы теплоснабжения

Таблица 6.35 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценариев 1-3

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2029
Мероприятие			Капитальный ремонт котлов ГМ-50-14/250 №2, 3, КВГМ-100 №4 и №5	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 №6	Капитальный ремонт котла ГМ-50-14/250 №1				
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	162,1	162,1	162,1	235,8	237,4	265,5	265,5	265,5	265,8
Резерв мощности, Гкал/ч	227,9	227,9	227,9	154,2	152,6	124,5	124,5	124,5	124,2

Таблица 6.36 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Итого
Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0	540,0
Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0		320,0
Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА		10,0	120,0				130,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0				75,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0				75,0
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	60,0			65,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50				5,0	70,0		75,0
Всего	0,0	20,0	325,0	465,0	370,0	100,0	1280,0

Таблица 6.37 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	Итого
Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100		10,0	120,0			130,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0			75,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0			75,0
Капитальный ремонт котла КВГМ-100			5,0	60,0		65,0
Капитальный ремонт котла ГМ-50				5,0	70,0	75,0
Всего	0,0	20,0	265,0	65,0	70,0	420,0

Таблица 6.38 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Итого
Организация хозяйства твердого топлива		20	800	680					1500,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30	320					350,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30	320					350,0
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30	320				350,0
Установка парового котла К-50-14-250					30	220			250,0
Установка парового котла К-50-14-250						30	220		250,0
Установка парового котла К-50-14-250							30	220	250,0
Всего	0,0	20,0	860,0	1350,0	350,0	250,0	250,0	220,0	3300,0

Таблица 6.39 Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	506	494	502	636	648	626	626	626	626	626	626	626	626	626	626	629
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{г.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,8
Мазут	тыс. тут.	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	170,2	170,6	170,3	166,8	166,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{г.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Природный газ	тут/м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	57,4	56,1	57,0	72,1	73,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,6	83,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	803,8	785,2	797,5	1009,7	1029,2	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	671,3
Мазут	млн руб.	803,8	785,2	797,5	1009,7	1029,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	668,8	671,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1459,9	1457,1	1327,8	1375,1	1378,6	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	895,9	896,4

Таблица 6.40 Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 3

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	506	494	502	636	648	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	646
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	100,0
Мазут	тыс. тут.	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	100,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	170,2	170,6	170,3	166,8	166,6	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	57,4	56,1	57,0	72,1	73,5	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Затраты на топливо	млн руб.	803,8	785,2	797,5	1009,7	1029,2	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1025,5
Мазут	млн руб.	803,8	785,2	797,5	1009,7	1029,2	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1025,5
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1459,9	1457,1	1327,8	1375,1	1378,6	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1368,9	1369,6

Таблица 6.41 Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	509	497	505	639	651	656	656	656	656	656	656	656	656	656	656	658
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	48	48	48	48	48	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	30,0%	20,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	40,0%	60,0%	70,0%	80,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
Уголь	кг _{г.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,8	77,0	78,2	98,9	102,5	105,0	106,7	107,6	108,4	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	109,2
Мазут	тыс. тут.	78,8	77,0	78,2	98,9	80,6	60,9	40,6	30,5	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,3
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	21,9	44,1	66,1	77,1	88,1	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	94,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	171,1	171,5	171,2	167,5	167,3	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
Уголь	кг _{г.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	181,5	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	57,7	56,4	57,3	72,4	59,1	44,6	29,7	22,3	14,9	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	28,4	57,2	85,8	100,1	114,4	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	122,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Затраты на топливо	млн руб.	808,1	789,5	801,8	1014,0	954,6	882,2	802,7	763,0	723,2	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	705,8

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мазут	млн руб.	808,1	789,5	801,8	1014,0	826,8	624,7	416,5	312,4	208,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,7
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	127,8	257,5	386,2	450,6	515,0	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	549,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1467,7	1465,1	1335,0	1381,0	1278,7	1181,7	1075,3	1022,0	968,8	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,6

4.4. Мероприятия для Южной котельной

На котельной установлены три паровых котла ДКВР-20/13, три водогрейных котла ПТВМ-100 и два водогрейных котла КВГМ-100.

Подключенная нагрузка котельной составляет 287,9 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2029 году с учетом нового строительства составит 298,1 Гкал/ч.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитальных ремонтов.

Сценариями 1 и 2 предусмотрена газификация котельной природным газом в 2019 году.

Состав оборудования для Сценариев 1-2, 3 и 4 представлены в таблицах 6.42, 6.43 и 6.44, соответственно. Капитальные затраты для сценариев 1-2, 3 и 4 представлены в таблицах 6.45-6.47.

Технико-экономические показатели Южной котельной для сценариев представлены в таблицах 6.48-6.50.

Таблица 6.42 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценариев 1, 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2018	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2019	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2020	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	100
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	100
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	2019	100
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	2019	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	2019	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0			536,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			287,9			298,1

Таблица 6.43 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 3

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2018	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2019	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2020	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	75
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	2018	75
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	2019	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	2019	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	2019	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0			461,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			287,9			298,1

Таблица 6.44 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 4

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2016	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	2015	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	К-50-14-250	2020	50 т/ч
	-	-	-	К-50-14-250	2021	50 т/ч
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	КВТК-100	2018	100
5	ПТВМ-100	1974	75	КВТК-100	2019	100
6	ПТВМ-100	1975	75	КВТК-100	2020	100
7	КВГМ-100	1992	100	КВТК-100	2021	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВТК-100	2022	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0			594,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			287,9			298,1

Таблица 6.45 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Организация газового хозяйства на территории площадки	40	200	200	100		540
Строительство газопроводов от точки подключения до площадки	20	200	100			320

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13			25			25
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13				20		20
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13					20	20
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА				65		65
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА				55		55
Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА				55		55
Всего			455	295	20	770

Таблица 6.46 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2018	2019	2020	Всего
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13	25			25
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13		20		20
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13			20	20
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100	65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100	65			65
Капитальный ремонт котла ПТВМ-100		65		65
Капитальный ремонт котла КВГМ-100		55		55
Капитальный ремонт котла КВГМ-100		55		55
Всего	155	195	20	370

Таблица 6.47 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего
Организация хозяйства твердого топлива	20	800	680						1500
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13		25							25
Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13			25						25
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30	320					350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30	320				350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100					30	320			350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100						30	320		350
Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100							30	320	350
Установка парового котла К-50-14-250					30	220			250
Установка парового котла К-50-14-250						30	220		250
Всего	20	825	735	350	380	600	570	320	3800

Таблица 6.48 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	287,9	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	254,2	256,0	258,5	259,7	260,7	261,1	261,5	261,9	262,3	262,6	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	33,7	33,9	34,3	34,6	34,8	34,9	35,0	35,0	35,1	35,2	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	993	979	975	980	983	955	957	958	960	961	962	962	962	962	962	962
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	62	62	62	62	62	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	931	917	913	918	921	923	924	926	927	928	929	929	929	929	929	929
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	854	850	855	858	860	861	863	864	865	866	866	866	866	866	866
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	147,1	147,3	147,6	147,8	147,9	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Мазут	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,1	147,3	147,6	147,8	147,9	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Природный газ	тут/м3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	115,5	113,9	113,4	113,9	114,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,5	127,7	127,9	128,1	128,2	128,3	128,3	128,3	128,3	128,3	128,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1019,7	1021,3	1022,9	1024,5	1025,6	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7
Мазут	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1019,7	1021,3	1022,9	1024,5	1025,6	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7	1026,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1736,1	1737,7	1738,2	1737,6	1737,3	1105,1	1105,0	1105,0	1104,9	1104,9	1104,8	1104,8	1104,8	1104,8	1104,8	1104,8

Таблица 6.49 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 3

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	287,9	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	254,2	256,0	258,5	259,7	260,7	261,1	261,5	261,9	262,3	262,6	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	33,7	33,9	34,3	34,6	34,8	34,9	35,0	35,0	35,1	35,2	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	993	979	975	980	983	979	981	982	984	985	986	986	986	986	986	986
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	62	62	62	62	62	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	931	917	913	918	921	923	924	926	927	928	929	929	929	929	929	929
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	854	850	855	858	860	861	863	864	865	866	866	866	866	866	866
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
Расход условного топлива	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	155,5	155,7	156,0	156,2	156,4	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5
Мазут	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	155,5	155,7	156,0	156,2	156,4	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	115,5	113,9	113,4	113,9	114,3	113,9	114,1	114,3	114,4	114,5	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Затраты на топливо	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1594,7	1597,2	1599,6	1602,1	1603,7	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3
Мазут	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1594,7	1597,2	1599,6	1602,1	1603,7	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1736,1	1737,7	1738,2	1737,6	1737,3	1728,2	1728,1	1727,9	1727,7	1727,6	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5

Таблица 6.50 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	287,9	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	254,2	256,0	258,5	259,7	260,7	261,1	261,5	261,9	262,3	262,6	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	33,7	33,9	34,3	34,6	34,8	34,9	35,0	35,0	35,1	35,2	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	994	980	976	981	984	992	994	995	997	998	999	999	999	999	999	999
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	931	917	913	918	921	923	924	926	927	928	929	929	929	929	929	929
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	854	850	855	858	860	861	863	864	865	866	866	866	866	866	866
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	40,0%	60,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	157,8	155,7	155,0	155,7	156,2	159,3	161,4	163,5	165,6	165,8	165,9	165,9	165,9	165,9	165,9	165,9
Мазут	тыс. тут.	157,8	155,7	155,0	155,7	156,2	126,0	94,7	63,2	31,6	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,3	66,8	100,3	133,9	134,1	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	169,5	169,7	169,7	169,7	169,6	170,7	170,7	170,7	170,6	170,6	170,6	170,6	170,6	170,6	170,6	170,6
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	180,6	180,6	180,6	180,6	180,6	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Уголь	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	115,6	114,0	113,5	114,1	114,4	92,3	69,3	46,3	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,3	86,7	130,3	174,0	174,1	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Затраты на топливо	млн руб.	1616,3	1596,3	1589,6	1597,1	1602,3	1487,0	1360,8	1234,3	1107,3	1108,4	1109,5	1109,5	1109,5	1109,5	1109,5	1109,5
Мазут	млн руб.	1616,3	1596,3	1589,6	1597,1	1602,3	1292,2	970,6	648,1	324,5	324,8	325,2	325,2	325,2	325,2	325,2	325,2
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	194,8	390,2	586,2	782,8	783,6	784,4	784,4	784,4	784,4	784,4	784,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1736,1	1740,0	1740,5	1739,9	1739,6	1611,5	1472,4	1333,3	1194,2	1194,1	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0

5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Несмотря на то, что на территории города расположены крупные котельные с подключенной тепловой нагрузкой более 150 Гкал/ч, высокая стоимость топлива в г. Мурманске не позволяет вырабатывать электрическую энергию в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок. Стоимость электрической энергии, вырабатываемой на таких ТЭЦ выше, чем существующие тарифы в энергосистеме.

Схемой теплоснабжения г. Мурманска организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Котельная Северная имеет установленную мощность 376,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны. В состав котельной входит 4 водогрейных котла ПТВМ-30 и 11 паровых котлов различной производительности.

Котлы установлены на котельной в середине 70-х годов прошлого века. Котельная планировалась и была построена как промышленно-отопительная. Установка 11 паровых котлов требовалась для обеспечения промышленных потребителей тепловой энергии в виде пара. В настоящее время все крупные потребители пара от Северной котельной прекратили потребление пара на производство. На 2013 год подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла 2,4 Гкал/ч.

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

- для подогрева сетевой воды в пароводяных теплообменниках (ПСВ);
- для деаэрации подпиточной воды паровых котлов;

- для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей (открытая схема ГВС);
- мазутным хозяйством.

В 2019 году на котельную планируется переключить существующую нагрузку котельной Роста объемом 27,5 Гкал/ч. Такое переключение позволит закрыть котельную Роста.

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении», для потребителей данной котельной предусмотрен переход на закрытую систему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2020 года. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%.

Таким образом, для котельной следует предусматривать максимально возможный вывод паровой части, и замещение водогрейной мощностью.

Мероприятия, предусматриваемые для Северной котельной

Согласно Сценарным условиям 1 и 2, переход на природный газ в качестве основного топлива возможен с 2019 года.

В 2015 году – планируется выполнить проектно сметную документацию на капитальный ремонт водогрейных котлов ПТВМ-30 с оснащением их газовыми горелками и соответствующими КИПиА.

В 2016 году – планируется вывести из эксплуатации и демонтировать паровые котлы ДКВР-25/13. Демонтаж данных котлов позволит освободить котловые ячейки для установки трех газо-мазутных паровых котлов ДКВР-10/13 в последующие годы. В 2016 году также следует выполнить проектно сметную документацию на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13. Кроме того, в 2016 году следует провести капитальный ремонт водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№0-1 с оснащением их газовыми горелками и соответствующими КИПиА.

В 2016 году – планируется разработать проектно-сметную документацию по организации газового хозяйства на территории котельной и строительству газопровода от точки подключения до площадки. Строительно-монтажные работы по организации газового хозяйства и обвязке оборудования планируется выполнить в 2017-2019 годах. Строительство внешнего газопровода от точки подключения до площадки намечено на 2017 и 2018 годы.

В 2017 году - планируется установка 2 паровых газо-мазутных котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2-3. В этом же году планируется вывести и демонтировать паровые котлы ГМ-50-14/250 ст. №9-10. Кроме того, в данный период намечена разработка проектно-сметной документации по установке котла Eurotherm-58 (тепловой мощностью 50 Гкал/ч) на месте демонтируемых котлов.

В 2018 году – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №11.

В 2019 году – планируется выполнить переключение потребителей от котельной Роста на Северную котельную суммарной нагрузкой 27,5 Гкал/ч. Вводится в работу водогрейный газо-мазутный котел Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №12.

В 2020 году – в случае реализации Сценария 3 на котельной устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3. В случае реализации Сценариев 1 или 2 – необходимость в паровом котле ДКВР-10/13 №3 отсутствует. Также в данный период происходит установка котла Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Выводится и демонтируется паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №13.

В 2021 году – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» представлен на рисунке 6.17. Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки на период разработки схемы теплоснабжения для Сценариев 1-3 представлен на рисунке 6.17 и в таблице 6.52.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценариев 1-2 или 3 представлены в таблицах 6.53 и 6.54.

Технико-экономические показатели работы Северной котельной при реализации Сценариев 1-2 и 3 представлены в таблице 6.55-6.56.

Таблица 6.51 Состав оборудования котельной Северная

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
4	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
7	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
8	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
12	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
13	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
14	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
				ДКВР-10/13	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2017	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13*	2019	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2016	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2016	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2017	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	2017	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2018	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2019	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2020	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	367			287 – для сценариев 1, 2 295,5 – для сценариев 3, 4		
Подключен ная нагрузка, Гкал/ч	195,7			224,7		

Примечание: *- Для Сценариев 1 и 2 установка парового котла ДКВР-10/13 №3 не требуется.

Баланс тепловой мощности Северной котельной

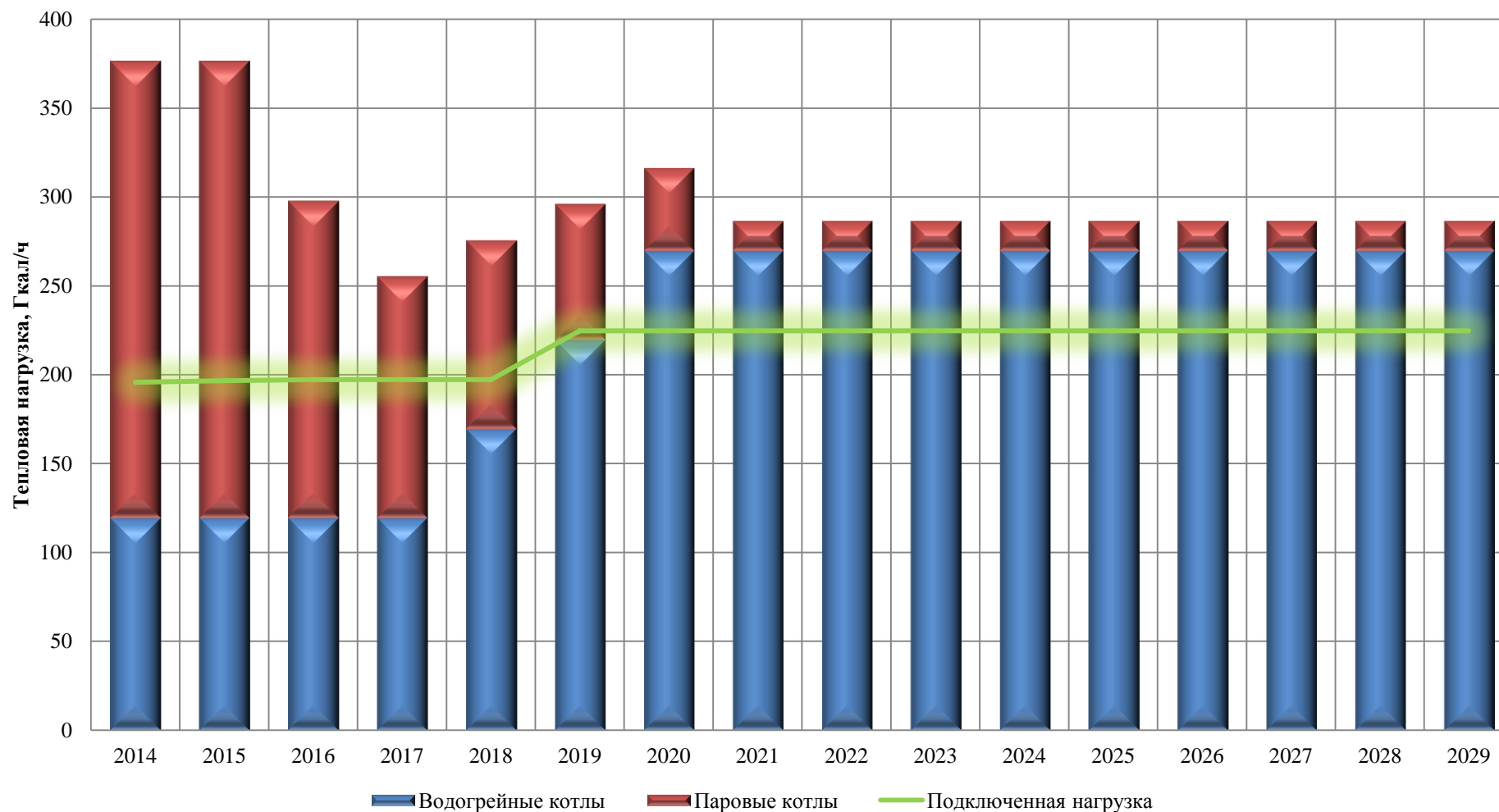


Рисунок 6.17 - Баланс мощности и нагрузки котельной Северная на период разработки схемы теплоснабжения

Таблица 6.52 Планируемые мероприятия на котельной Северная и балансы мощность/нагрузка

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2029
Мероприятие			Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30 с оснащением газовыми горелками и КИПиА	Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5. Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30 с оснащением газовыми горелками и КИПиА. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Переключение потребителей котельной "Роста"; нагрузка 27,5 Гкал/ч. Ввод водогрейного котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №12	Ввод водогрейного котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №13	Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №14	
Установленная мощность, Гкал/ч	376,7	376,7	298,2	255,8	276,1	296,4	316,7	287,0	287,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	376,7	376,7	298,2	255,8	276,1	296,4	316,7	287,0	287,0
Водогрейные котлы	120,0	120,0	120,0	120,0	170,0	220,0	270,0	270,0	270,0
Паровые котлы	256,7	256,7	178,2	135,8	106,1	76,4	46,7	17,0	17,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	348,4	348,4	269,9	227,5	247,8	268,1	288,4	258,7	258,7
Подключенная нагрузка	195,7	196,5	197,2	197,2	197,2	224,7	224,7	224,7	224,7
Резерв мощности, Гкал/ч	181,0	180,2	101,0	58,6	78,9	71,7	92,0	62,3	62,3

Таблица 6.53 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев 1-2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.) с оснащением газовыми горелками и КИПиА		2,0	50,0					52,0
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.) с газо-мазутными горелками и КИПиА			2,0	50,0				52,0
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	24,0				29,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА				4,0	135,0			139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА					4,0	135,0		139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА						4,0	135,0	139,0
Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0		540,0
Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0			320,0
Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме						12,0		12,0
ИТОГО	0,0	2,0	117,0	478,0	439,0	251,0	135,0	1422,0

Таблица 6.54 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)	2,0	50,0					52,0
Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		2,0	50,0				52,0
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		5,0	24,0				29,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4,0	135,0			139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0		139,0
Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0	139,0
Установка парового котла ДКВР-10/13					12,0		12,0
Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме					12,0		12,0
ИТОГО	2,0	57,0	78,0	139,0	163,0	135,0	574,0

Таблица 6.55 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	195,7	196,4	197,0	197,0	197,0	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	168,8	169,4	169,8	169,8	169,9	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	23,6	23,8	23,9	23,9	23,9	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	629	631	633	633	633	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	33	33	33	33	33	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	596	598	600	600	600	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	71	71	71	71	71	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	525	528	529	529	529	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	157,9	157,9	157,9	157,9	157,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	99,3	99,6	99,9	99,9	99,9	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2
Мазут	тыс. тут.	99,3	99,6	99,9	99,9	99,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2	110,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	166,62	166,6	166,6	166,6	166,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Природный газ	тут/м3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	72,8	73,1	73,3	73,3	73,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	772,5	775,1	777,3	777,3	777,5	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2
Мазут	млн руб.	772,5	775,1	777,3	777,3	777,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2	764,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1296,3	1296,1	1295,9	1295,9	1295,9	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8	1091,8

Таблица 6.56 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,770	2,770	2,770	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,2	15,9	15,7	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,5	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,8	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	209,0	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,4	3,3	3,3	2,7	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Мазут	тыс. тут.	3,4	3,3	3,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	1,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	234,5	235,1	235,5	210,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7	179,7
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	тут/тыс. м ³	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,5	2,4	2,4	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	4,4	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Древесная щепа	тыс. руб./м ³	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	26,3	25,9	25,6	17,3	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Мазут	млн руб.	26,3	25,9	25,6	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	0,0	5,9	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1821,4	1833,4	1836,5	1244,3	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2	848,2

7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Схемой теплоснабжения не предусмотрен перевод существующих котельных в «пиковый» режим.

8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Расширение зоны действия МТЭЦ схемой теплоснабжения не предусматривается.

9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

9.1. Котельная Роста

Котельная Роста расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной Роста и Северной котельной являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 6.18.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных значительно отличаются, так УРУТ на отпуск тепловой энергии от котельной Роста составляет 181,9 кг_{у.т}/Гкал, а Северной котельной – 166,2 кг_{у.т}/Гкал. Соотношение удельных расходов топлива приведено на рисунке 6.19.

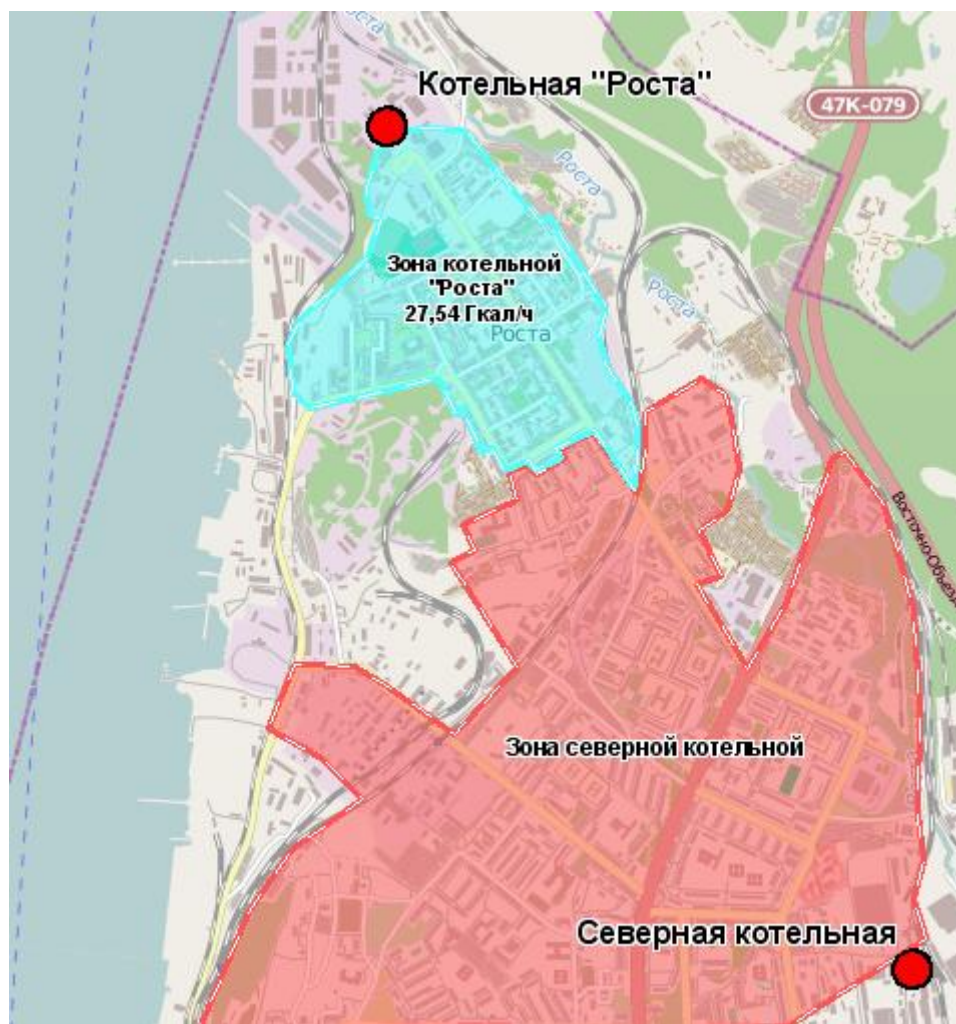


Рисунок 6.18 - Зоны теплоснабжения котельной Роста и Северной котельной



Рисунок 6.19 - Удельные расходы топлива на Северной котельной и котельной Роста

Высокий удельный расход топлива на котельной Роста в первую очередь объясняется технологической схемой котельной: пар, вырабатываемый паровыми котлами, подогревает сетевую воду в теплообменниках.

Такая схема достаточно инерционна, в связи с чем, изменение мощности котельной сопровождается снижением КПД до момента достижения равновесного состояния.

Паровые котлы ГМ-50 установлены на котельной в конце 60-х годов, и настоящее время нуждаются в замене.

Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предлагается предусматривать закрытие котельной Роста с переключением существующих нагрузок на Северную котельную.

В настоящее время на Северной котельной существует резерв тепловой мощности в объеме 132,0 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

Балансы тепловой мощности котельных Северная и Роста приведены в таблице 6.57 и на рисунке 6.20.

Таблица 6.57 Балансы тепловой мощности котельных

Наименование	котельная Роста	Северная котельная
Установленная мощность, Гкал/ч	159,7	367,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	59,7	367,7
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	27,5	195,7
Резерв на источнике, Гкал/ч	19,6	132,0

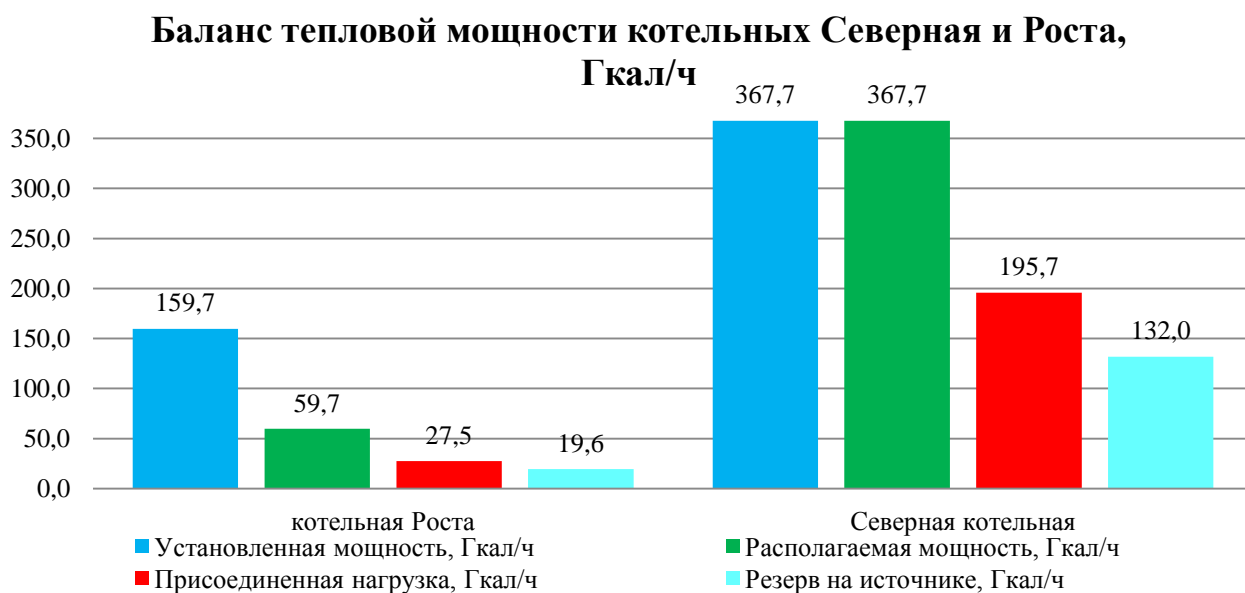


Рисунок 6.20 - Баланс тепловой мощности котельных Северная и Роста

Резерв тепловой мощности на Северной котельной вполне достаточен для покрытия существующих нагрузок зоны котельной Роста.

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на Северную котельную и затраты на их реализацию приведены в Главе 7.

После закрытия котельной Роста, участок на котором она расположена, планируется реализовать или перепрофилировать, в связи с чем, мероприятие планируется как беззатратное.

Состав оборудования котельной приведен в таблице 6.58.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 6.59.

Таблица 6.58 Состав оборудования котельной Роста

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную в 2019 году		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
Паровые котлы						
3	ГМ-50-14/250	1978	50 т/ч			
4	ГМ-50-14/250	1978	50 т/ч			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			159,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			27,54			

Таблица 6.59 Технико-экономические показатели работы котельной Роста вне зависимости от Сценарных условий

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2029 гг.
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	Заккрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную.
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	
Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110	110	110	110	110	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11	11	11	11	11	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99	99	99	99	99	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13	13	13	13	13	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	87	87	87	87	87	
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии Мазут	кг _{у.т} /Гкал	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	
Расход условного топлива Мазут	тыс. тут.	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии Мазут	кг _{у.т} /Гкал	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	
Переводной коэффициент Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива Мазут	тыс. т	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	
Затраты на топливо Мазут	млн. руб.	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4	1433,4	

10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п. 15 ст. 14 ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

Генеральным планом города предусмотрена застройка малоэтажными и индивидуальными жилыми домами периферии города, находящейся на значительном удалении от существующих централизованных источников.

Учитывая сложный рельеф местности на территории города, схемой теплоснабжения предполагается использование индивидуальных источников

тепловой энергии в зонах малоэтажной, индивидуальной застройки, а также для социально-административных зданий, расположенных в данных зонах.

11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Существующие производственные зоны, расположенные в непосредственной близости от крупных котельных и обеспечиваются тепловой энергией в виде пара и горячей воды в полном объеме.

Новые производства, планируемые к строительству в зонах действия существующих источников, могут быть обеспечены тепловой энергией в виде горячей воды.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

12. Обоснование мероприятий на котельных, не вошедших в предыдущие группы

12.1. Дизельная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной п. Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учтенные в тарифе на 2014 год составляют 9,87 млн. рублей, что составляет 67,75% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2014 год составила 2 882,7 руб./Гкал. Снижение тарифа на тепловую энергию от данной котельной может быть достигнуто в первую очередь проведением мероприятий по снижению топливной составляющей в тарифе, что в свою очередь подразумевает переход на альтернативное топливо.

Следует отметить, что сценарий 4 предусматривающий переход на твердое топливо, не применим для данной котельной, т.к. установленные в 2005-2006 году

котлы не могут быть переоборудованы для работы на угле, к тому же территория площадки котельной не позволяет разместить склад твердого топлива.

Предусматриваемые для данной котельной мероприятия, должны удовлетворять сразу трем первым сценариям развития энергетики, а учитывая темп роста тарифа на тепловую энергию от данной котельной, такие мероприятия должны быть запланированы на как можно более ранний срок.

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

- установка на котельной электродкотлов – в ближайшей перспективе;
- перевод котельной на газ – в среднесрочной перспективе.

Установка электродкотлов в котельной

Применение электрической энергии для подогрева теплоносителя на котельных может быть оправдано, если стоимость электроэнергии в пересчете на 1 Гкал меньше, чем существующая топливная составляющая в тарифе.

В таблице 6.60 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток за 2014 год.

Мес яц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
-----------	--------	---------	------	--------	-----	------	------	--------	----------	---------	--------	---------

[illegible]

Применение дифференцированного по времени тарифа на электрическую энергию позволит потреблять наиболее дешевую электрическую энергию ночной и полупиковой зоны.

Конструкция установленных в котельной чугунных котлов GTE 521 и GTE 511 позволяет применять ежесуточные пуски и остановки без накопления повреждаемости.

Планируется следующий режим работы котельной:

- в ночной и полупиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся электродкотлы. Дизельные котлы находятся в горячем резерве;
- в пиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся дизельные котлы;
- при температуре наружного воздуха ниже -9°C , в ночной и полупиковой зоне в работе находятся электродкотлы и дизельные котлы одновременно.

Данный режим работы позволяет установить электродкотлы меньшей мощности, чем подключенная нагрузка.

Планируемая суммарная мощность электродкотлов составляет 0,6 Гкал/ч, что соответствует подключенной нагрузке при температуре наружного воздуха -9°C . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже -9°C составляет 1350 ч в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 6.21.

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

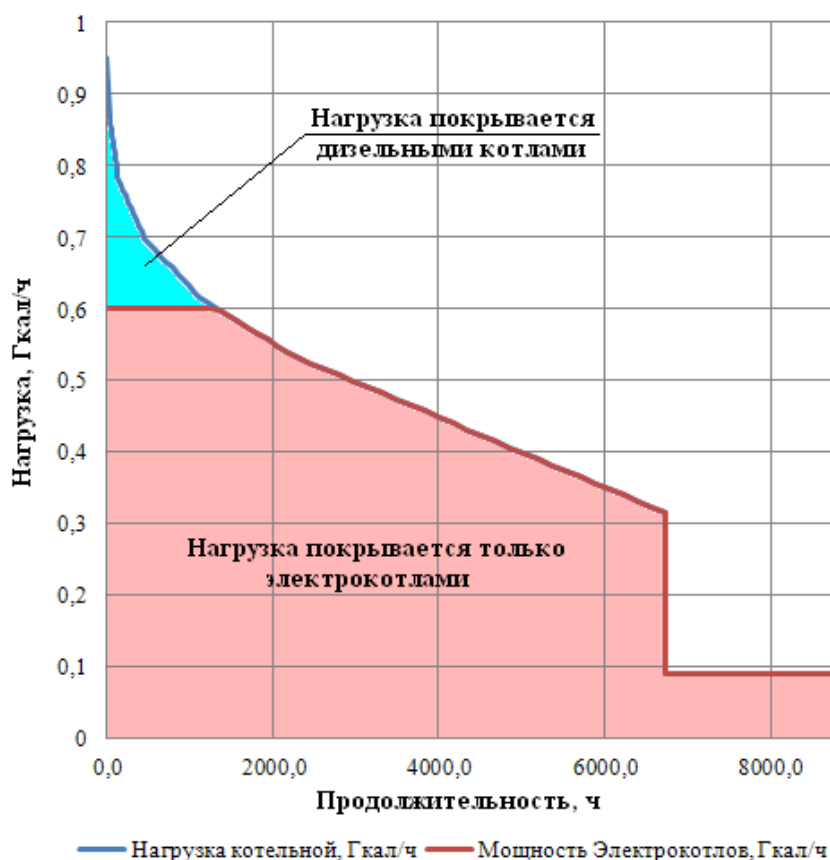
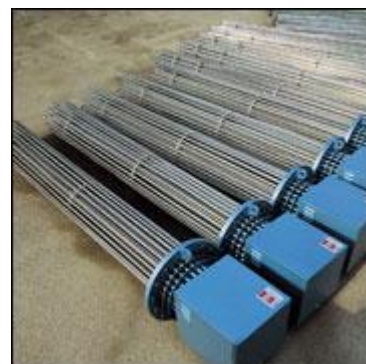


Рисунок 6.21 - График Россандера при работе электродкотлов

В качестве нагревательных элементов электродкотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

Фланцевые погружные электронагреватели - наиболее распространенный вид промышленных электрических нагревателей. Погружные фланцевые электронагреватели представляют собой блок ТЭН, надежно закрепленных на фланце для монтажа в различные емкости, резервуары, циркуляционные системы, проточные сосуды и устройства под давлением. Электрическое подключение фланцевых погружных нагревателей производится с внешней стороны емкости или сосуда.



Фланцевые погружные нагреватели монтируются в котлы или прочие емкости или цистерны, и являются самым безопасным и надежным решением для технологического нагрева.



Удельная мощность для фланцевых погружных нагревателей может составлять от 0,1 до 40 Вт/см², и зависит от рабочих условий процесса (среда, расход, давление), от коэффициента теплоемкости и теплообменных свойств нагреваемой среды. Максимальная мощность, передаваемая одним фланцевым нагревателем, может достигать нескольких МВт.

Связка ТЭН размещенная на фланце может иметь полностью автоматизированную систему контроля и управления температурой и процессом нагрева.

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 6.61.

Таблица 6.61 Состав оборудования дизельной котельной

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	ТЭН-300	2016	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2016	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			2,06			2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,95			0,95

Соотношение отпуска тепловой энергии от электрокотлов и дизельных котлов за год планируется как 75/25, т.е. 75% годового отпуска тепла осуществляется от электрокотлов.

С учетом установки электрокотлов на котельной топливная составляющая в 2016 году составит 2 320 руб./Гкал (в ценах 2014 года), что на 18% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 1,6

млн. рублей. Учитывая, что перевод котельной на газ по сценариям 1 и 2 может быть осуществлен не ранее 2020 года, в период с 2016 по 2019 годы экономия составит 6,44 млн. рублей.

Затраты на закупку электродкотлов и их установку оцениваются в 1,2 млн. рублей.

Данное мероприятие является эффективным, если реконструкция электрических сетей до котельной не требуется или такая реконструкция предусмотрена прочими программами.

Перевод котельной на газ

Газификация дизельной котельной п. Дровяное предусмотрена сценариями 1 и 2. Согласно сценариям, газ на котельную может быть подведен газопроводом среднего или высокого давления от хранилища СПГ расположенного в п. Видяево (сценарий 1), или терминала СПГ в Мурманске (сценарий 2). В случае невозможности осуществления дюкерного перехода Кольского залива газопроводом, на территории п. Абрам-Мыс может быть устроена система хранения и регазификации СПГ малой мощности. Учитывая относительно небольшие объемы потребления, газ к хранилищу СПГ в п. Абрам-Мыс может доставляться автомобильным транспортом.

Строительство газопроводов или терминала СПГ в п. Абрам-Мыс должно осуществляться в рамках программы по газификации Мурманской области.

Для перевода существующих котельных на природный газ, чугунные водогрейные котлы требуется оснастить газовыми горелками и соответствующей обвязкой. Замену основного оборудования котельной проводить не требуется.

Газификацию котельной планируется осуществить до 2020 года.

Затраты на газификацию котельной приведены в таблице 6.62.

Таблица 6.62 Затраты на газификацию дизельной котельной п. Дровяное (без НДС в ценах 2014 года)

Мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для перевода котельной на природный газ	2018	500,0
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	7500,0
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов	2019	700,0
Закупка автоматизированных горелок и их монтаж	2019	900,0
Закупка и установка ГРПШ	2019	150,0
Наладка оборудования	2020	50,0
Всего		9800,0

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных вариантов модернизации приведены в таблице 6.63 для Вариантов 1 и 2, а также в таблице 6.64 для Сценария 3 и 4.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 6.65.

Таблица 6.63 Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период разработки схемы теплоснабжения согласно Сценариям 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,53	3,45	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	144,0	144,0	144,0	144,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Дизель	тыс. тут.	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	152,2	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Переводной коэффициент																	
Дизель	тут/тнт	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Природный газ	тут/м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива																	
Дизель	тыс. т	0,367	0,359	0,088	0,088	0,088	0,088	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	тыс. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,000	0,000	2,981	2,981	2,981	2,981	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Дизель	тыс. руб./т.	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820
Затраты на топливо	млн руб.	9,872	9,647	7,800	7,800	7,800	7,800	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577
Дизель	млн руб.	9,872	9,647	2,374	2,374	2,374	2,374	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	млн руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577	3,577
Электроэнергия	млн руб.	0,000	0,000	5,425	5,425	5,425	5,425	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2822,9	2823,5	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6	1063,6

Таблица 6.64 Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период разработки схемы теплоснабжения согласно Сценарию 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847	0,847
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,53	3,45	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8	150,8
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Дизель	тыс. тут.	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	152,2	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Переводной коэффициент																	
Дизель	тут/тнт	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива																	
Дизель	тыс. т	0,367	0,359	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,000	0,000	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Дизель	тыс. руб./т.	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890	26,890
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820
Затраты на топливо	млн руб.	9,872	9,647	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800
Дизель	млн руб.	9,872	9,647	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374	2,374
Электроэнергия	млн руб.	0,000	0,000	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2822,9	2823,5	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0	2319,0

Таблица 6.65 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной п. Дровяное, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Установка двух электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2016	1200	2016	1200
Разработка ПСД для перевода котельной на природный газ	2018	500,0	-	-
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	7500,0	-	-
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов	2019	700,0	-	-
Закупка автоматизированных горелок и их монтаж	2019	900,0	-	-
Закупка и установка ГРПШ	2019	150,0	-	-
Наладка оборудования	2020	50,0	-	-
Всего	-	11000,0	-	1200,0

12.2. Угольная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной п. Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2014 год запланирован в объеме 5,12 млн. рублей, что соответствует 40% НВВ котельной и в 3,2 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 16 человек, что объясняется отсутствием какой либо автоматизации. На угольной котельной п. Дровяное в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Приток воздуха в таких котлах в подавляющем большинстве случаев регулируется ручной заслонкой, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 6.22.

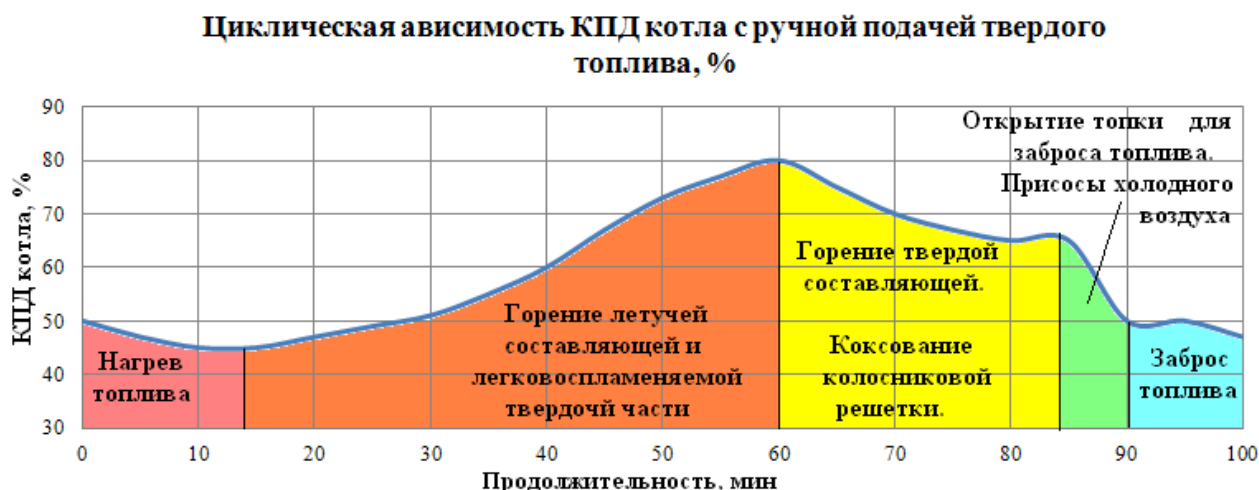


Рисунок 6.22 - Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

Из графика видно, что значения КПД таких котлов, соответствующие паспортным, достигаются к середине цикла и сохраняются в течение 20-25 минут при цикле 90 минут.

Средний КПД цикла закладки топлива в таких котлах может быть несколько повышен при наличии соответствующих навыков у кочегаров, однако в подавляющем большинстве случаев, у кочегаров нет экономического стимула к экономии топлива.

Мероприятия, предусматриваемые для данной котельной, должны быть направлены в первую очередь на автоматизацию и повышение культуры эксплуатации.

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Сценариями 1 и 2 для данной котельной предусматривается закрытие угольной котельной и строительство газовой БМК в непосредственной близости от потребителей. Предлагаемое расположение БМК представлено на рисунке 6.23.

Газовая блок-модульная котельная должна быть полностью автоматизирована и обходиться без постоянного присутствия эксплуатационного персонала. Учитывая отсутствие потребителей первой категории, получающих тепловую энергию от данной котельной, на котельной должно предусматриваться использование дизельного топлива в качестве аварийного. Запас аварийного топлива должен быть размещен на площадке дизельной котельной п. Дровяное.

Ввод БМК планируется на 2020 год. После ввода БМК, существующая котельная и тепловые сети от котельной до потребителей должны быть демонтированы. Площадка угольной котельной должна быть перепрофилирована.

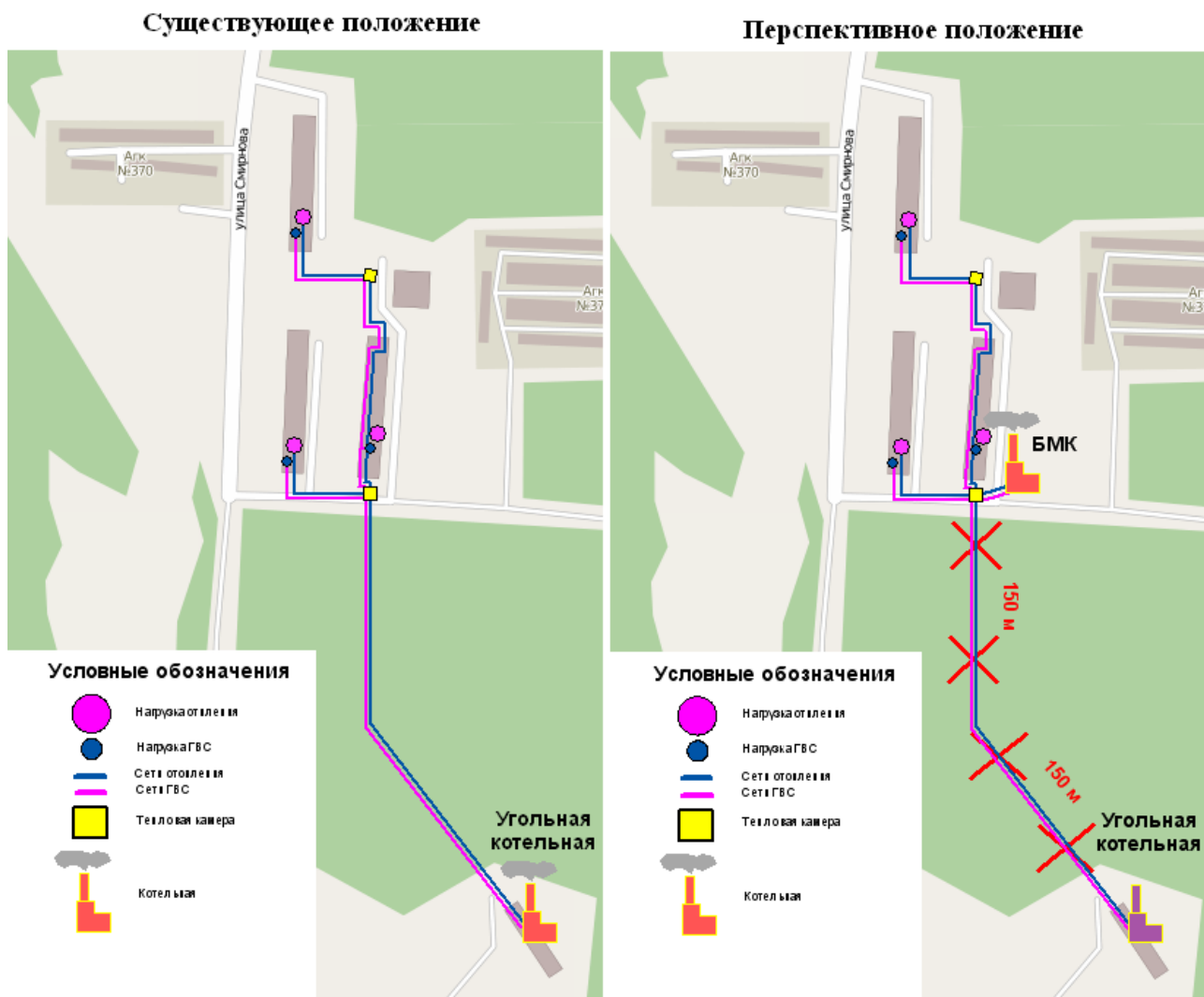


Рисунок 6.23 - Планируемые мероприятия на угольной котельной

Существующий и перспективный состав оборудования представлен в таблице 6.66.

Конкретный состав основного и вспомогательного оборудования БМК должен быть определен на этапе разработки проектно-сметной документации на котельную.

Стоимость БМК установленной мощностью 1,2 Гкал/ч оценивается в 15 млн. рублей.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1 или 2 приведены в таблице 6.67.

Таблица 6.66 Состав оборудования до и после проведения мероприятий на угольной котельной п. Дровяное

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	КСВр	2008	0,52 Гкал/ч	БМК-1500	2020	1,2 Гкал/ч
2	КВс	2011	1,52 Гкал/ч	-	-	-
3	ВКВ-300	2011	0,3 Гкал/ч	-	-	-
4	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
5	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,38			1,2
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,93			0,93

Сценариями 3 и 4 предусматривается сохранение существующего оборудования котельной на весь период разработки схемы теплоснабжения.

Основное и вспомогательное оборудование котельной проходит плановые и текущие ремонты. Экономия топлива осуществляется за счет повышения культуры эксплуатации котлов.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 3 или 4 приведены в таблице 6.68.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 6.69.

Таблица 6.67 Техничко-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное при реализации сценариев 1 или 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,63	4,56	4,56	4,56	4,56	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Уголь	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	225,0	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Переводной коэффициент																	
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Природный газ	тут/тыс. м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива																	
Уголь	тыс. т	1,356	1,327	1,307	1,307	1,307	1,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	тыс. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Уголь	тыс. руб./т.	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Затраты на топливо	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804
Уголь	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	млн руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804	4,804
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	809,4	809,8	810,0	810,0	810,0	810,0	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8	1074,8

Таблица 6.68 Техничко-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное при реализации сценариев 3 или 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,63	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Уголь	кг _{в.т} /Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Уголь	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Уголь	кг _{в.т} /Гкал	225,0	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2
Переводной коэффициент																	
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Уголь	тыс. т	1,356	1,327	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Уголь	тыс. руб./т.	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770
Затраты на топливо	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Уголь	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	809,4	809,8	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0

Таблица 6.69 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для угольной котельной п. Дровяное, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для строительства БМК	2019	1000,0	-	-
Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 1,2 Гкал/ч	2020	14000,0	-	-
Всего	-	15000,0	-	-

12.3. Котельная п. Абрам-Мыс ОАО «Мурманэнергосбыт»

Котельная расположена в микрорайоне Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска. Установленная мощность котельной составляет 24,18 Гкал/ч. На котельной установлены 3 паровых котла ДКВР, введенных в эксплуатацию в 80-х годах прошлого века.

Котельная строилась как производственно-отопительная для обеспечения тепловой энергией в виде пара судоремонтного предприятия и отопления жилой застройки.

В настоящее время площадка бывшего судоремонтного предприятия принадлежит ООО «Рейнертсен НВР», которая занимается производством металлоконструкций для шельфовых проектов. На предприятии установлен собственный источник тепловой энергии, в связи с чем, закупка тепловой энергии от паровой котельной не осуществляется.

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 6.24.

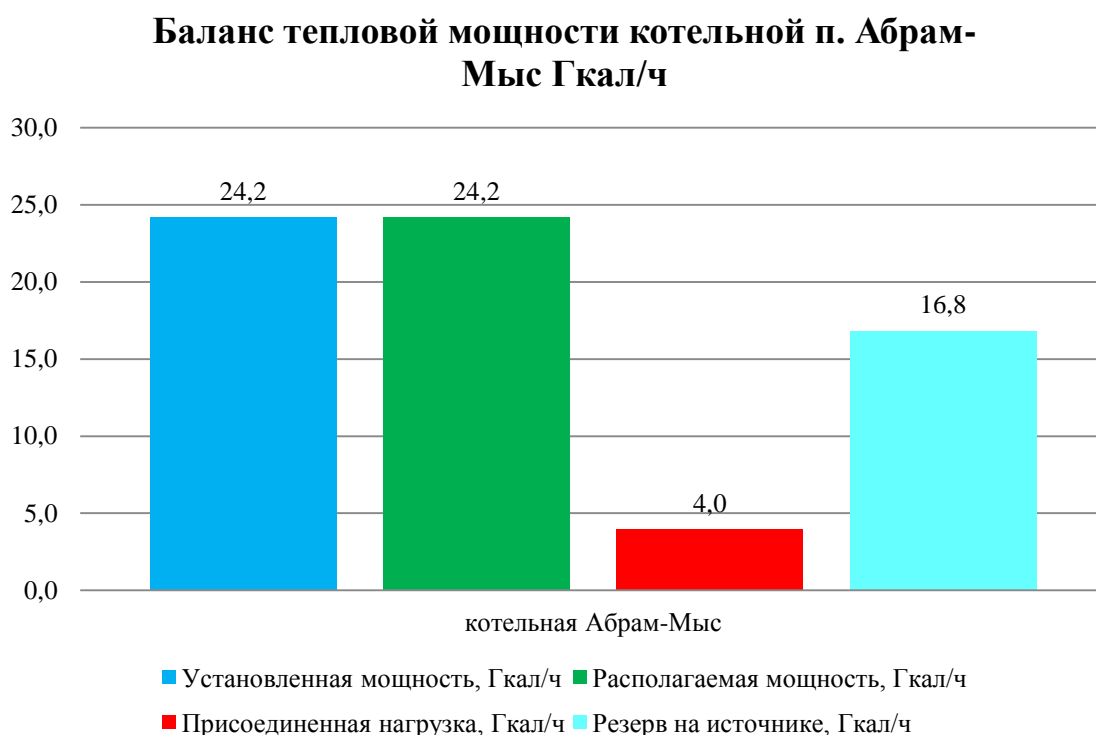


Рисунок 6.24 - Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс

Из графика видно, что установленная мощность котельной более чем в пять раз превышает подключенную нагрузку. Значительная часть мощности является избыточной.

Учитывая вышеописанное, мероприятия, предлагаемые для котельной, должны предусматривать снижение установленной мощности котельной и замену части паровых котлов на водогрейные котлы. В сценариях 1, 2 рассматривается модернизация котельной с переводом на сжигание газообразного топлива. В сценариях 3, 4 рассматривается модернизация котельной с переводом на сжигание твердого топлива – древесной щепы.

Мероприятия для котельной п. Абрам-Мыс

Схемой теплоснабжения предлагается замена трех существующих паровых котлов ДКВР на три водогрейных котла типа Термотехник ТТ-100 единичной тепловой мощностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч). Данные водогрейные котлы могут оснащаться трехступенчатыми газо-мазутными горелками, что позволяет осуществлять их регулирование в широком диапазоне нагрузок.

Внедрение химической подготовки сетевой воды позволит отказаться от пара на деаэрацию.

Подогрев мазута планируется осуществлять электрическими мазутоподогревателями типа МПЭ в ночное время (использование ночного тарифа на электрическую энергию).

Отказ от паровой части потребует реконструкции мазутного хозяйства котельной. В частности потребуется:

1. Внедрение технологии разогрева и слива мазута без использования пара;
2. Замена пароспутников мазутопроводов на электрические греющие секции.

Технология разогрева мазута без использования пара

Принципиальная технологическая схема представлена на рисунке 6.25.

Технология обеспечивает управляемый процесс теплопередачи в цистерне по контролируемым параметрам давления и температуры продукта с сохранением номинальной производительности циркуляционного насоса и максимального перепада температуры в электрическом мазутоподогревателе. Двухконтурный разогрев мазута и др. высоковязких и застывающих продуктов основан на принципе разделения расхода разогретого в электрическом мазутоподогревателе продукта на две части:

- внешний контур — часть расхода G1 подается в откидные трубы блока размыва в район эллиптических днищ цистерны, откуда всплывает на поверхность холодного продукта за счет меньшей плотности;
- внутренний контур — часть расхода G2 подается непосредственно в зону отбора холодного продукта из цистерны в систему циркуляции.

Подогрев мазута и др. высоковязких и застывающих продуктов основан на принципе замещения - холодный продукт, отбираемый из цистерны, замещается разогретым продуктом, возвращаемым в цистерну в наиболее удаленные, от сливного прибора зоны и всплывает на поверхность холодного продукта в цистерне.

Для обеспечения отбора холодного продукта из цистерны часть горячего продукта подается в зону отбора холодного продукта из цистерны.

Управление соотношением расходов горячего продукта G1 и G2 осуществляется регуляторами K1 и K2 на выходе теплообменника в

автоматическом режиме по давлению на входе в насос, которое поддерживается не ниже давления, при котором начинается кавитация.

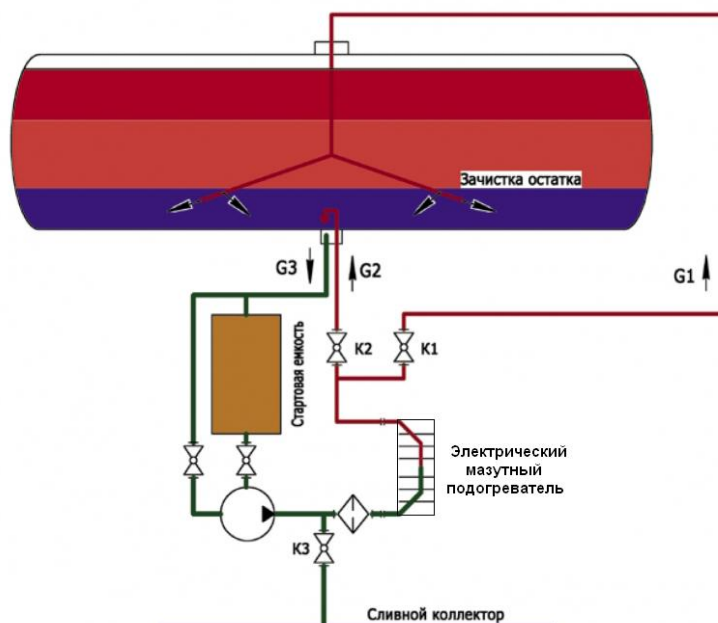


Рисунок 6.25 - Принципиальная технологическая схема беспарового слива мазута

Электрические греющие секции для трубопроводов

Секции греющие размещаются на трубопроводе на одинаковом расстоянии друг от друга (70-200 мм). Производится соединение проводов, выведенных на торцевую поверхность секций греющих. Зазоры между секциями греющими, установленными на трубопровод, заполняются теплоизоляционным материалом (МКРФ-100 или МКРВ -200) и закрываются прямыми кожухами, выполненными из оцинкованной стали. Конструкция закрепляется на трубопроводе с помощью хомутов.



Секции серийно выпускаются на диаметр трубопроводов Ду-50, Ду-80, Ду-100, Ду-150, Ду-200, Ду-250.

Сценарием 1 и 2 предполагается газификация котельной в 2020 году. После подведения газа, на котельной планируется полный отказ от использования мазута в качестве резервного топлива и переход на резервное дизельное топливо.

Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 6.70. Затраты на реализацию предусмотренных мероприятий, согласно сценарию, представлены в таблице 6.71.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1, 2 представлены в таблице 6.74.

Таблица 6.70 Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДКВР 10/13	1981	10 т/ч	-	-	-
2	ДКВР 25/13р	1980	25 т/ч	-	-	-
3	ДКВР10/13	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
				ТТ-100-2500	2017	2,15 Гкал/ч
				ТТ-100-2500	2017	2,15 Гкал/ч
				ТТ-100-2500	2017	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,97			3,97

Таблица 6.71 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для котельной Абрам-Мыс

Мероприятие	Сценарии 1, 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные и последующего перевода котельной на газ	2016	2500
Установка трех водогрейных котлов ТТ-100-2000, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый (у учетом установки трехступенчатых газо-мазутных горелок)	2017	15000
Реконструкция мазутного хозяйства	2017	3000
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	7500,0
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов	2019	700,0
Закупка и установка ГРПШ	2019	150,0
Наладка оборудования	2020	50,0
Всего		28900,0

Мероприятия для котельной п. Абрам-Мыс по сценариям 3, 4

В настоящее время производится предварительное технико-экономическое обоснование варианта перевода котельной на сжигание древесной щепы, следовательно, в сценариях 3, 4 предполагается использование древесной щепы на

котельной, начиная с 2017 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 6.72.

Схемой теплоснабжения предлагается замена трех существующих паровых котлов ДКВР на три водогрейных котла типа КВм-2,5щг (производства ООО «Балткотломаш» г. Санкт-Петербург) единичной тепловой мощностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч). Данные котлы эксплуатируются на твердых видах топлива (кора, опилки) и имеют высокое значение КПД – не менее 80%.

Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 6.73. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1, 2 представлены в таблице 6.74.

Таблица 6.72 Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс

Статьи затрат	Затраты, тыс. руб.
Разработка проектной документации (включая изыскания и согласования)	8 500
Государственная экспертиза	2 500
Электрогенерирующее оборудование	-
Котельные агрегаты	54 345
Система химводоподготовки	1 672
Сетевое теплообменное оборудование (насосы, теплообменники и проч.)	7 827
Здание котельной	17 246
Склад топлива	7 562
Дымовая труба с фундаментом	2 123
Благоустройство и система приема топлива	4 909
Система диспетчеризации котельной	1 194
Пусконаладочные работы	2 123
Всего	110 000

Таблица 6.73 Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДКВР 10/13	1981	10 т/ч	-	-	-
2	ДКВР 25/13р	1980	25 т/ч	-	-	-
3	ДКВР10/13	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
				КВм-2,5щг	2017	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2017	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2017	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,97			3,97

Таблица 6.74 Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455
Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	2,770	2,770	2,770	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385	1,385
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,2	15,9	15,7	14,8	14,8	14,8	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	0,9	0,9	0,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,5	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,8	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	209,0	209,0	209,0	158,9	158,9	158,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,4	3,3	3,3	2,4	2,4	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Мазут	тыс. тут.	3,4	3,3	3,3	2,4	2,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	234,5	235,1	235,5	168,9	168,9	168,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Природный газ	тут/тыс. м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,5	2,4	2,4	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн. руб.	26,4	25,9	25,6	18,4	18,4	18,4	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
Мазут	млн. руб.	26,4	25,9	25,6	18,4	18,4	18,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1828,9	1833,4	1836,5	1317,4	1317,4	1317,4	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1	1081,1

Таблица 6.75 Техничко-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455	3,455
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474	0,474
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,770	2,770	2,770	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,2	15,9	15,7	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,5	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,8	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	209,0	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,4	3,4	3,4	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Мазут	тыс. тут.	3,4	3,4	3,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	1,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	234,5	234,5	234,5	210,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	тут/тнт	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,5	2,5	2,5	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т	0,0	0,0	0,0	4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Древесная щепа	тыс. руб./т	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	26,4	26,4	26,4	18,2	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Мазут	млн руб.	26,4	26,4	26,4	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	0,0	6,3	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1828,9	1828,9	1828,9	1257,1	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3

12.4. Котельная завода ТО ТБО

Котельная завода ТО ТБО предназначена для выработки дешевой тепловой энергии путем сжигания несортированных твердых бытовых отходов из г. Мурманска и близлежащих районов.

На котельной установлены два мусоросжигательных котла, для подсветки факела в которых используется мазут.

Тепловая энергия в виде пара подается на Восточную котельную ОАО «Мурманская ТЭЦ».

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с увеличением выработки тепловой энергии, в частности в летнее время.

Для Сценарных условий 1 и 2, предусматривается газификация котельной.

Для Сценарных условий 3 и 4 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 6.76-6.79.

Таблица 6.76 Состав оборудования котельной ТО ТБО

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Произв-ть	Марка	Год ввода	Произв-ть
Паровые котлы						
1	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	2017	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
2	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	2018	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,3			60,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			15,41			24,66

Таблица 6.77 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, без НДС

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт парового котла №1	2017	15000,0	2017	15000,0
Капитальный ремонт парового котла №2	2018	15000,0	2018	15000,0
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	17500,0		
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок котлов	2019	2500,0		
Закупка автоматизированных горелок и их монтаж	2019	1600,0		
Закупка и установка ГРПШ	2019	2500,0		
Наладка оборудования	2020	150,0		
Всего		54250,0		30000,0

Таблица 6.78 Техничко-экономические показатели работы котельной ТО ТБО для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Твердое топливо (ТБО)	%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%	97,1%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	кг _{в.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	19,6	19,6	27,4	27,4	27,4	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
Мазут	тыс. тут.	1,4	1,4	2,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	тыс. тут.	18,2	18,2	25,4	25,4	25,4	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	кг _{в.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Природный газ	тут/м3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	1,060	1,1	1,5	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	23,6	23,6	33,0	33,0	33,0	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Твердое топливо (ТБО)	тыс. руб./т.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	14,6	14,6	20,5	20,5	20,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Мазут	млн руб.	12,5	12,5	17,4	17,4	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	2,2	2,2	3,0	3,0	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2

Таблица 6.79 Техничко-экономические показатели работы котельной ТО ТБО для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%
Твердое топливо (ТБО)	%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%	93,1%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Твердое топливо (ТБО)	кг _{в.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	19,6	19,6	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
Мазут	тыс. тут.	1,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Твердое топливо (ТБО)	тыс. тут.	18,2	18,2	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Твердое топливо (ТБО)	кг _{в.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнт	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	1,060	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	23,6	23,6	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Твердое топливо (ТБО)	тыс. руб./т.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты на топливо	млн руб.	14,6	14,6	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Мазут	млн руб.	12,5	12,5	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	2,2	2,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1

12.5. Котельная ММТП

Котельная ММТП снабжает тепловой энергией потребителей на территории предприятия. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с проведением капитального ремонта парового котла ДКВР-10/13 №2.

Для Сценарных условий 1 и 2, предусматривается газификация котельной.

Для Сценарных условий 3 и 4 предусматривается сохранение мазутной зависимости. Перевод котельной на уголь не рассматривается в виду отсутствия свободной площадки.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 6.80— 6.83.

Таблица 6.80 Состав оборудования котельной ММТП

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДЕ 10/14	2000	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,6 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,6 Гкал/ч 10 т/ч	ДКВР 10/13	2018	6,6 Гкал/ч 10 т/ч
Водогрейные котлы						
	«Турботерм»	2003	2,322 Гкал/ч	«Турботерм»	2003	2,322 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			15,58			15,58
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			13,245			13,245

Таблица 6.81 Техничко-экономические показатели работы котельной ММТП для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Мазут	тыс. тут.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Природный газ	тут/м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,639	2,6	2,6	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Мазут	млн руб.	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1604,4	1604,4	1604,4	1604,4	1604,4	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0	1151,0

Таблица 6.82 Техничко-экономические показатели работы котельной ММТП для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Мазут	тыс. тут.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,639	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Мазут	млн руб.	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1604,4	1604,4	1604,4	1604,4	1604,4	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6	1591,6

Таблица 6.83 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, без НДС

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13	2017	5000,0	2017	5000,0
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	12500,0		
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок котлов	2019	2000,0		
Закупка автоматизированных горелок и их монтаж	2019	1200,0		
Закупка и установка ГРПШ	2019	1500,0		
Наладка оборудования	2020	100,0		
Всего		22300,0		5000,0

12.6. Котельная ММРП

Котельная обеспечивает тепловой энергией в виде пара и горячей воды потребителей рыбного порта. Также, тепловая энергия в виде пара передается на ЦТП ОАО «Мурманэнергосбыт».

На котельной в конце 60-х годов прошлого века установлены 4 паровых котла ГМ-50 суммарной мощностью 140 Гкал/ч. Мощность котлов подбиралась исходя из потребностей рыбного порта в тепловой энергии в виде пара и горячей воды для технологических нужд и отопления предприятия.

В настоящее время подключенная нагрузка котельной составляет 16,55 Гкал/ч, в том числе 4,7 Гкал/ч – нагрузка потребителей подключенных через ЦТП.

Соотношение мощности котельной и подключенной нагрузки приведено на рисунке 6.26.

Установленная мощность котельной в 8,5 раза больше подключенной нагрузки котельной. В настоящее время такая мощность является избыточной.

Схемой теплоснабжения предусматривается снижение тепловой мощности путем замены оборудования.

Потребители, подключенные к котельной через ЦТП, переводятся на другие источники.

Баланс тепловой мощности котельной ММРП, Гкал/ч

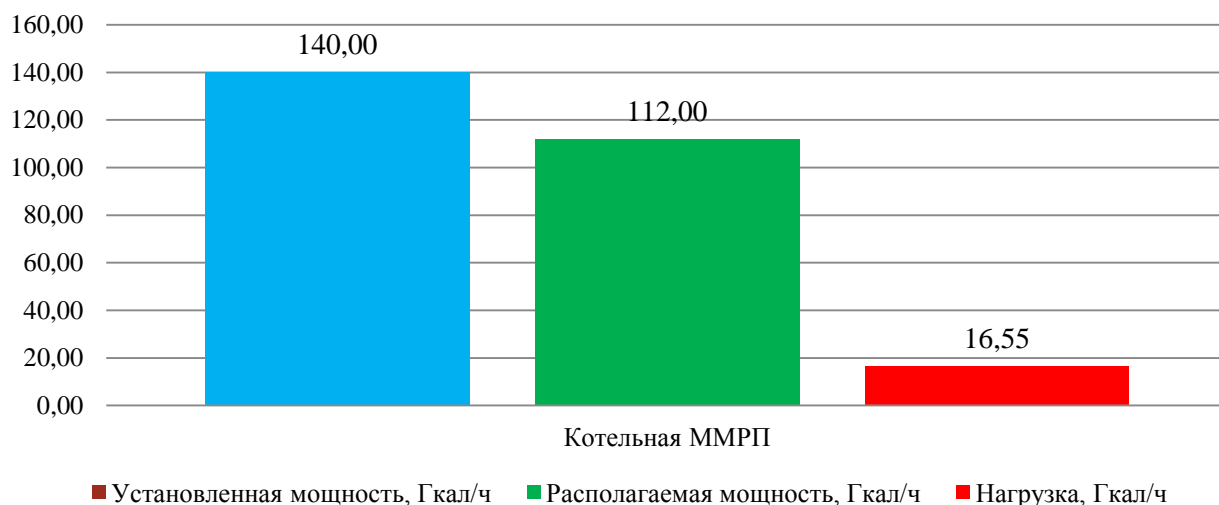


Рисунок 6.26 - Баланс тепловой мощности котельной

Схемой теплоснабжения на котельной предлагается установить два паровых котла ДКВР-6/13 и три водогрейных котла ТЕРМОТЕХНИК Т-100-2000 тепловой мощностью 1,72 Гкал/ч каждый.

В случае реализации Сценариев 1 и 2, новые паровые и водогрейные котлы переводятся на газ. В случае реализации Сценариев 3 и 4, котлы оснащаются трехступенчатыми мазутными горелками.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 6.84-6.87.

Таблица 6.84 Состав оборудования котельной ММРП

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Произв-сть	Марка	Год ввода	Произво-сть
Паровые котлы						
1	ГМ 50-14/250	1969	50 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
2	ГМ 50-14/251	1969	51 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
3	ГМ 50-14/252	1969	52 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
4	ГМ 50-14/253	1969	53 т/ч 35 Гкал/ч	-	-	-
5	-	-	-	ДКВР-6/13	2017	6 т/ч 5,1 Гкал/ч
6	-	-	-	ДКВР-6/13	2018	6 т/ч 5,1 Гкал/ч
Водогрейные котлы						
7	-	-	-	ТТ-100-2000	2018	1,72 Гкал/ч
8	-	-	-	ТТ-100-2000	2019	1,72 Гкал/ч
9	-	-	-	ТТ-100-2000	2019	1,72 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			140,00			15,36
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			16,55			11,81

Таблица 6.85 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, без НДС

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для замены парового котла ГМ-50 на два паровых котла ДКВР-6/13	2016	2500	2016	2500
Установка первого парового котла ДКВР-6/13	2017	7000	2017	7000
Установка второго парового котла ДКВР-6/13	2018	7000	2018	7000
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	27500,0		
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов	2019	2500,0		
Закупка и установка ГРПШ	2019	300,0		
Наладка оборудования	2020	250,0		
Всего		47050,0		16500,0

Таблица 6.86 Техничко-экономические показатели работы котельной ММРП для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	16,550	10,827	10,827	10,827	10,827	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	16,226	11,003	11,003	11,003	11,003	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,325	-0,176	-0,176	-0,176	-0,176	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,834	2,834	2,834	2,834	2,834	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	100,0	69,6	68,1	68,1	68,1	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,0	62,6	61,1	61,1	61,1	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	49,0	47,5	47,5	47,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	155,5	155,5	155,5	155,4	155,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Мазут	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	167,2	172,9	173,3	173,2	173,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Природный газ	тут/м3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	11,3894	7,9	7,8	7,7	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9
Мазут	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1298,9	1343,0	1346,4	1345,7	1345,7	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1	1147,1

Таблица 6.87 Техничко-экономические показатели работы котельной ММРП для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	16,550	10,827	10,827	10,827	10,827	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	16,226	11,003	11,003	11,003	11,003	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,325	-0,176	-0,176	-0,176	-0,176	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,834	2,834	2,834	2,834	2,834	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	100,0	69,6	68,1	68,1	68,1	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,0	62,6	61,1	61,1	61,1	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	49,0	47,5	47,5	47,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
В том числе:																	
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	76,7	50,5	48,9	48,9	48,9	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	2,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2
Полезный отпуск тепловой энергии на технологию	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	155,5	155,5	155,5	155,4	155,4	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Мазут	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{г.т} /Гкал	167,2	172,9	173,3	173,2	173,2	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	11,3894	7,9	7,8	7,7	7,7	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Мазут	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1298,9	1343,0	1346,4	1345,7	1345,7	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4

12.7. Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Новосельской

Жилые дома, расположенные на ул. Новосельской, подключены к сетям теплоснабжения от котельной ММРП через ЦТП. ГВС у потребителей в данном районе отсутствует. От котельной до ЦТП по ул. Новосельской проложен паропровод общей протяженностью более 2 км. Возврат конденсата на котельную отсутствует.

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе предлагается рассмотреть теплоснабжение района ул. Новосельской от собственного источника.

Рассматриваемые потребители расположены на склоне, следовательно, с точки зрения рассеивания выбросов и гидравлического режима тепловых сетей, такая котельная должна располагаться выше существующих потребителей.

Себестоимость тепловой энергии от новой котельной должна быть ниже, чем себестоимость тепловой энергии от котельной ММРП.

Снижение себестоимости тепловой энергии от котельной может быть за счет экономии затрат на топливо и затрат на заработную плату и социальные отчисления эксплуатационного персонала.

В случае реализации Сценариев 1 и 2, новая котельная должна иметь возможность перевода на газ в будущем.

Блок-модульная котельная (БМК) на сжиженном углеводородном газе (СУГ) удовлетворяет всем перечисленным условиям.

БМК на СУГ

СУГ - как смесь пропан-бутана достаточно распространен на территории Мурманска. ОАО «Мурманоблгаз» обеспечивает население газом и автомобильный транспорт за счет подземных газгольдеров, бытового газа в баллонах и автомобильных газозаправочных станций. В отличие от СПГ, СУГ может храниться в сжиженном состоянии при комнатной температуре.

Стоимость газа составляет 60 руб./кг или 33,6 руб./л.

Планируемая БМК мощностью 2 Гкал/ч может быть полностью автоматизирована и обходиться без присутствия эксплуатационного персонала. Два подземных газгольдера емкостью 10 м³ позволят обеспечить запас топлива на четверо суток работы котельной при расчетных температурах.

Заправка таких газгольдеров может осуществляться по схеме аналогичной заправке газгольдеров жилых домов.

После газификации города по Сценарию 1 или 2, котельная может быть переведена на природный газ без замены оборудования.

БМК на пеллетах

Для сценария 3 или 4, как альтернатива котельной на СУГ, может рассматриваться котельная на пеллетах.

Пеллеты (топливные гранулы) - это цилиндрические спрессованные опилки от лесопиления и деревообработки, отходы производства сельского хозяйства (солома, шелуха, кукуруза и др.), торфа, древесного угля в качестве связующего вещества выступает составляющий компонент растений - лигнин, пластифицирующийся в процессе грануляции под действием высокой температуры.

Топливоподача на пеллетных котельных может быть полностью автоматизирована, однако работа таких котельных без присутствия эксплуатационного персонала не допускается.

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на СУГ и пеллетной котельной, приведены в таблице 6.88.

Технико-экономические показатели приведены в таблицах 6.89-6.90.

Таблица 6.88 Затраты на строительство БМК, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1, 2		Сценарий 3, 4	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для строительства БМК	2016	1000	-	-
Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 2,0 Гкал/ч	2017	17000	-	-
Строительство подземных газгольдеров 2х10 м ²	2017	1040	-	-
Разработка ПСД для пеллетной котельной	-	-	2016	1500
Строительство пеллетной котельной установленной мощностью 2,0 Гкал/ч	-	-	2017	20000
Всего	-	19040	-	21500

Таблица 6.89 Техничко-экономические показатели работы новой БМК для Сценарных условий 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
СУГ	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Природный газ	%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
СУГ	кг _{у.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,532	0,532	0,532	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950
СУГ	тыс. тут.	0,532	0,532	0,532	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	тыс. тут.	0,000	0,000	0,000	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950	531,950
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
СУГ	кг _{у.т} /Гкал	154,3	154,3	154,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6	154332,6
Переводной коэффициент														
СУГ	тут/тнт	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
Природный газ	тут/тыс. м3	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
Расход натурального топлива														
СУГ	тыс. м3	0,380	0,380	0,380	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	тыс. м3	0,000	0,000	0,000	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962	460,962
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
СУГ	тыс. руб./м3	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
Природный газ	тыс. руб./тыс. м3	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Затраты на топливо	млн. руб.	12,767	12,767	12,767	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688
Мазут	млн. руб.	12,767	12,767	12,767	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Природный газ	млн. руб.	0,000	0,000	0,000	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3704,0	3704,0	3704,0	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9	1069,9

Таблица 6.90 Техничко-экономические показатели работы новой БМК для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Пеллеты	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Пеллеты	кг _{у.т} /Гкал	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622
Пеллеты	тыс. тут.	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Пеллеты	кг _{у.т} /Гкал	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4
Переводной коэффициент														
Пеллеты	тут/тнт	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Расход натурального топлива														
Пеллеты	тыс. т	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Пеллеты	тыс. руб./т.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Затраты на топливо	млн. руб.	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218
Пеллеты	млн. руб.	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9

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

Балансы тепловой мощности и нагрузки в каждой системе теплоснабжения приведены в таблице 6.91.

Таблица 6.91 Балансы тепловой мощности и нагрузки

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мурманская ТЭЦ	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	273,2	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	256,7	236,5	199,5	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9	202,9
	Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
	Перспективная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	9,7	12,6	14,7	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
	Переключаемая нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	-23,0	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2	-62,2
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	26,3	27,7	25,2	21,3	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
	Существующая нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
	Перспективная нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	1,5	2,0	2,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Переключаемая нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	-3,1	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4	-7,4
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	25,6	25,6	24,6	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	811	843	794	705	717	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	98	98	98	98	98	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	713	745	696	606	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	15	15	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	698	729	681	593	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606	606
Южная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	287,9	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	254,2	256,0	258,5	259,7	260,7	261,1	261,5	261,9	262,3	262,6	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9	262,9
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	33,7	33,9	34,3	34,6	34,8	34,9	35,0	35,0	35,1	35,2	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	993	979	975	980	983	955	957	958	960	961	962	962	962	962	962	962
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	62	62	62	62	62	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	931	917	913	918	921	923	924	926	927	928	929	929	929	929	929	929
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	868	854	850	855	858	860	861	863	864	865	866	866	866	866	866	866
Восточная котельная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
	Существующая нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4	132,4
	Перспективная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	5,4	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,9
	Переключаемая нагрузка отопления	Гкал/ч	0,0	0,0	23,0	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2	62,2
	Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
	Существующая нагрузка ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
	Перспективная нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
	Переключаемая нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,0	0,0	3,1	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	506	494	502	636	648	626	626	626	626	626	626	626	626	626	626	629
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
Северная	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	195,7	196,4	197	197	197	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
котельная	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	168,8	169,4	169,8	169,8	169,9	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2	194,2
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	23,6	23,8	23,9	23,9	23,9	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	629	631	633	633	633	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	33	33	33	33	33	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	596	598	600	600	600	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703	703
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	71	71	71	71	71	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	525	528	529	529	529	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616
Котельная Роста	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	110	110	110	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	11	11	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	99	99	99	99	99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13	13	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная пос. Абрам-Мыс	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	87	87	87	87	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,77	2,77	2,77	1,39	1,39	1,39	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,2	15,9	15,7	14,8	14,8	14,8	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	0,9	0,9	0,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,5	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Котельная ММТП	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,8	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245	13,245
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192	10,192
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052	3,052
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Котельная завода ТБО	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656	24,656

Источник тепловой энергии	Показатель	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164	6,164
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	136	136	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
	Собственное потребление завода	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
	Полезный отпуск на Восточную котельную	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Угольная котельная п. Дровяное	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,63	4,56	4,56	4,56	4,56	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Дизельная котельная п. Дровяное	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,53	3,45	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,50	3,42	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Котельная ММРП	Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	16,550	10,827	10,827	10,827	10,827	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086
	Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	16,226	11,003	11,003	11,003	11,003	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586
	Нагрузка ГВС ср.	Гкал/ч	0,325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486
	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,834	2,834	2,834	2,834	2,834	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417
	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	100,0	69,6	68,1	68,1	68,1	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
	Собственные нужды источника	тыс. Гкал	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,0	62,6	61,1	61,1	61,1	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	49,0	47,5	47,5	47,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5

14. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих участков;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

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

В технической литературе приводится методика расчета двух критериев: «радиус оптимального теплоснабжения», «предельный радиус действия тепловой сети».

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

На территории г. Мурманска функционируют 10 систем централизованного теплоснабжения.

Зональные характеристики объектов теплоснабжения от источников тепловой энергии, а также результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения представлены в таблице 6.92.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляют системы теплоснабжения, образованные на базе котельных:

- котельная п. Абрам – Мыс;
- котельная ОАО «ММРП».

Для представленных источников в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассмотрены ЦТП, от которых осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

Таблица 6.92 Результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения для источников централизованного теплоснабжения

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная нагрузка потребителей	Среднее число абонентов на 1 км ²	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км ²	(Гкал/ч·км ²)	км	км
1	Мурманская ТЭЦ	273,2	232,43	47,5	2,84	6,61
2	Южная котельная	287,9	131,13	40,9	2,62	11,19
3	Восточная котельная	153,1	203,49	43,6	2,08	8,25
4	Северная котельная	195,7	139,02	28,1	1,88	4,43
5	Котельная п. Абрам-Мыс, ЦТП	3,929	206,95	35,4	0,55	0,82
6	Котельная Роста	27,54	556,96	35,7	1,07	2,28
7	Котельная ММРП, ЦТП ул. Фестивальная	16,55	336,73	168,9	0,10	0,31
8	Котельная ММРП, ЦТП ул. Новосельская	17,55	379,75	222,2	0,09	0,27
9	Котельная ММТП	13,24	305,97	36,2	1,10	2,38
10	Угольная котельная	0,928	57,58	17,8	0,37	0,88

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная нагрузка потребителей	Среднее число абонентов на 1 км ²	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км ²	(Гкал/ч·км ²)	км	км
	МУК					
11	Дизельная котельная МУК	0,950	163,92	31,1	0,43	0,95

Существующая жилая и социально-административная застройка, как правило, находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной ОАО «ММРП». Отпуск тепловой энергии потребителям с горячей водой осуществляется из 2 ЦТП. При этом тепловая энергия к ЦТП поступает с паром по паропроводам протяженностью свыше 1,5 км, что не оправдано с технической и экономической точек зрения. Для сокращения совокупных затрат на производство и передачу тепловой энергии, в данной системе теплоснабжения необходимо рассмотреть переключение существующих потребителей на теплоснабжение от иных источников тепловой энергии.

15. Сводная оценка необходимых финансовых потребностей

Таблица 6.93 Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 1 и 2 в ценах 2014 года без НДС, млн. рублей

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
1	МТЭЦ	Центральная	Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0				540,0
2	МТЭЦ	Центральная	Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0					320,0
3	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-100		20,0								20,0
4	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №8 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	35,0						40,0
5	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №9 с оснащением газовыми горелками и КИПиА				5,0	35,0					40,0
6	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150							15,0	124,0		139,0
7	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150								15,0	124,0	139,0
8	МТЭЦ	Центральная	Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт						3,0	35,0			38,0
9	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0				24,0
10	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0			24,0
11	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13							3,0	21,0		24,0
12	МТЭЦ	Восточная	Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0				540,0
13	МТЭЦ	Восточная	Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0					320,0
14	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА		10,0	120,0							130,0
15	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0							75,0
16	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0							75,0
17	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	60,0						65,0
18	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50				5,0	70,0					75,0
19	МТЭЦ	Южная	Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0				540,0
20	МТЭЦ	Южная	Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0					320,0
21	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13					25,0					25,0
22	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13						20,0				20,0
23	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13							20,0			20,0
24	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА					65,0					65,0
25	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА					65,0					65,0
26	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100 с оснащением						65,0				65,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			газовыми горелками и КИПиА										
27	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА						55,0				55,0
28	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100 с оснащением газовыми горелками и КИПиА						55,0				55,0
29	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.) с оснащением газо-мазутными горелками и КИПиА		2,0	50,0							52,0
30	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.) с оснащением газо-мазутными горелками и КИПиА			2,0	50,0						52,0
31	МЭС	Северная	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13 с оснащением газовыми горелками и КИПиА			5,0	24,0						29,0
32	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА				4,0	135,0					139,0
33	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА					4,0	135,0				139,0
34	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58 с газо-мазутными горелками и КИПиА						4,0	135,0			139,0
35	МЭС	Северная	Организация газового хозяйства на территории площадки			40,0	200,0	200,0	100,0				540,0
36	МЭС	Северная	Строительство газопроводов от точки подключения до площадки			20,0	200,0	100,0					320,0
37	МЭС	Северная	Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме						12,0				12,0
38	МУК	Дизельная	Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый			1,2							1,2
39	МУК	Дизельная	Разработка ПСД для перевода котельной на природный газ					0,2					0,2
40	МУК	Дизельная	Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной						7,5				7,5
41	МУК	Дизельная	Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов						0,7				0,7
42	МУК	Дизельная	Закупка автоматизированных горелок и их монтаж						0,9				0,9
43	МУК	Дизельная	Закупка и установка ГРПШ						0,2				0,2
44	МУК	Угольная	Разработка ПСД для строительства БМК						1,0				1,0
45	МУК	Угольная	Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 1,2 Гкал/ч							14,0			14,0
46	МЭС	Абрам-Мыс	Разработка ПСД для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные и последующего перевода котельной на газ			2,5							2,5
47	МЭС	Абрам-Мыс	Установка трех водогрейных котлов ТТ-100-2500,				15,0						15,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый (у учетом установки трехступенчатых газо-мазутных горелок)										
48	МЭС	Абрам-Мыс	Реконструкция мазутного хозяйства				3,0						3,0
49	МЭС	Абрам-Мыс	Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной						7,5				7,5
50	МЭС	Абрам-Мыс	Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов						0,7				0,7
51	МЭС	Абрам-Мыс	Закупка и установка ГРПШ						0,2				0,2
52	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №1				15,0						15,0
53	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №2					15,0					15,0
54	ТО ТБО	ТБО	Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной						17,5				17,5
55	ТО ТБО	ТБО	Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок котлов						2,5				2,5
56	ТО ТБО	ТБО	Закупка автоматизированных горелок и их монтаж						1,6				1,6
57	ТО ТБО	ТБО	Закупка и установка ГРПШ						2,5				2,5
58	ММТП	ММТП	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13				5,0						5,0
59	ММТП	ММТП	Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной						12,5				12,5
60	ММТП	ММТП	Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок котлов						2,0				2,0
61	ММТП	ММТП	Закупка автоматизированных горелок и их монтаж						1,2				1,2
62	ММТП	ММТП	Закупка и установка ГРПШ						1,5				1,5
63	ММРП	ММРП	Разработка ПСД для замены парового котла ГМ -50 на два паровых котла ДКВР-6/13			2,5							2,5
64	ММРП	ММРП	Установка первого парового котла ДКВР-6/13				7,0						7,0
65	ММРП	ММРП	Установка первого второго котла ДКВР-6/13					7,0					7,0
66	ММРП	ММРП	Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной						27,5				27,5
67	ММРП	ММРП	Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов						2,5				2,5
68	ММРП	ММРП	Закупка и установка ГРПШ						3,0				3,0
69	Н.О.	БМК	Строительство газопровода от точки подключения до						7,5				7,5

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			ГРПШ котельной										
70	Н.О.	БМК	Разработка ПСД для строительства БМК			1,0							1,0
71	Н.О.	БМК	Строительство автономной газовой БМК установленной мощностью 2,0 Гкал/ч				17,0						17,0
72	Н.О.	БМК	Строительство подземных газгольдеров 2х10 м2				1,0						1,0
73	Н.О.	БМК	Разработка ПСД для пеллетной котельной										0,0
74	Н.О.	БМК	Строительство пеллетной котельной установленной мощностью 2,0 Гкал/ч										0,0
Всего, в том числе:				0,0	42,0	574,2	1846,0	1624,2	873,5	243,0	160,0	124,0	5486,9
МТЭЦ				0,0	40,0	450,0	1305,0	1163,0	522,0	94,0	160,0	124,0	3858,0
МЭС				0,0	2,0	119,5	496,0	439,0	259,4	135,0	0,0	0,0	1450,9
МУК				0,0	0,0	1,2	0,0	0,2	10,3	14,0	0,0	0,0	25,7
ММРП				0,0	0,0	2,5	7,0	7,0	33,0	0,0	0,0	0,0	49,5
ММТП				0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	17,2	0,0	0,0	0,0	22,2
ТО ТБО				0,0	0,0	0,0	15,0	15,0	24,1	0,0	0,0	0,0	54,1
Н.О.				0,0	0,0	1,0	18,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	26,5

Таблица 6.94 Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 3 в ценах 2014 года без НДС, млн. рублей

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
1	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-100		20,0								20,0
2	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №8			5,0	35,0						40,0
3	МТЭЦ	Центральная	Модернизация ПТВМ-50 №9				5,0	35,0					40,0
4	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150							15,0	124,0		139,0
5	МТЭЦ	Центральная	Ввод водогрейного котла Eurotherm 58/150								15,0	124,0	139,0
6	МТЭЦ	Центральная	Установка дизель-генераторов суммарной электрической мощностью 2 МВт						3,0	35,0			38,0
7	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13					3,0	21,0				24,0
8	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13						3,0	21,0			24,0
9	МТЭЦ	Центральная	Замена парового котла ТП-30Р на ДКВР-20/13							3,0	21,0		24,0
10	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт двух котлов КВГМ-100		10,0	120,0							130,0
11	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0							75,0
12	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50		5,0	70,0							75,0
13	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100			5,0	60,0						65,0
14	МТЭЦ	Восточная	Капитальный ремонт котла ГМ-50				5,0	70,0					75,0
15	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13					25,0					25,0
16	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13						20,0				20,0
17	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13							20,0			20,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
18	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100					65,0					65,0
19	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100					65,0					65,0
20	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла ПТВМ-100						65,0				65,0
21	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100						55,0				55,0
22	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт котла КВГМ-100						55,0				55,0
23	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		2,0	50,0							52,0
24	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)			2,0	50,0						52,0
25	МЭС	Северная	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13			5,0	24,0						29,0
26	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58				4,0	135,0					139,0
27	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4,0	135,0				139,0
28	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла Eurotherm-58						4,0	135,0			139,0
29	МЭС	Северная	Установка парового котла ДКВР-10/13						12,0				12,0
30	МЭС	Северная	Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме						12,0				12,0
31	МУК	Дизельная	Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый			1,2							1,2
32	МЭС	Абрам-Мыс	Разработка ПСД (включая изыскания и согласования) для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные щелочные котлы			11,0							11,0
33	МЭС	Абрам-Мыс	Установка трех водогрейных котлов марки КВМ-2,5щг, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый, работающих на щепе, и вспомогательного оборудования				99,0						99,0
34	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №1				15,0						15,0
35	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №2					15,0					15,0
36	ММТП	ММТП	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13				5,0						5,0
37	ММРП	ММРП	Разработка ПСД для замены парового котла ГМ -50 на два паровых котла ДКВР-6/13			2,5							2,5
38	ММРП	ММРП	Установка первого парового котла ДКВР-6/13				7,0						7,0
39	ММРП	ММРП	Установка первого второго котла ДКВР-6/13					7,0					7,0
40	Н.О.	БМК	Разработка ПСД для пеллетной котельной			1,5							1,5
41	Н.О.	БМК	Строительство пеллетной котельной установленной мощностью 2,0 Гкал/ч				20,0						20,0
Всего, в том числе:				0,0	42,0	343,2	329,0	424,0	385,0	229,0	160,0	124,0	2036,2
МТЭЦ				0,0	40,0	270,0	105,0	263,0	222,0	94,0	160,0	124,0	1278,0
МЭС				0,0	2,0	68,0	177,0	139,0	163,0	135,0	0,0	0,0	684,0
МУК				0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			ММРП	0,0	0,0	2,5	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,5
			ММТП	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
			ТО ТБО	0,0	0,0	0,0	15,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
			Н.О.	0,0	0,0	1,5	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5

Таблица 6.95 Сводные капитальные затраты ТСО для Сценария 4 в ценах 2014 года без НДС, млн. рублей

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
1	МТЭЦ	Центральная	Организация хозяйства твердого топлива		20,0	800,0	680,0						1500,0
2	МТЭЦ	Центральная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30,0	320,0						350,0
3	МТЭЦ	Центральная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30,0	320,0					350,0
4	МТЭЦ	Центральная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100					30,0	320,0				350,0
5	МТЭЦ	Центральная	Установка парового котла К-50-14-250						30,0	220,0			250,0
6	МТЭЦ	Центральная	Установка парового котла К-50-14-250							30,0	220,0		250,0
7	МТЭЦ	Центральная	Установка парового котла К-50-14-250								30,0	220,0	250,0
8	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт турбины Р-6								15,0		15,0
9	МТЭЦ	Центральная	Капитальный ремонт турбины ПР-6									15,0	15,0
10	МТЭЦ	Восточная	Организация хозяйства твердого топлива		20,0	800,0	680,0						1500,0
11	МТЭЦ	Восточная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30,0	320,0						350,0
12	МТЭЦ	Восточная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100			30,0	320,0						350,0
13	МТЭЦ	Восточная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30,0	320,0					350,0
14	МТЭЦ	Восточная	Установка парового котла К-50-14-250					30,0	220,0				250,0
15	МТЭЦ	Восточная	Установка парового котла К-50-14-250						30,0	220,0			250,0
16	МТЭЦ	Восточная	Установка парового котла К-50-14-250							30,0	220,0		250,0
17	МТЭЦ	Южная	Организация хозяйства твердого топлива		20,0	800,0	680,0						1500,0
18	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13			25,0							25,0
19	МТЭЦ	Южная	Капитальный ремонт парового котла ДКВР-20/13				25,0						25,0
20	МТЭЦ	Южная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100				30,0	320,0					350,0
21	МТЭЦ	Южная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100					30,0	320,0				350,0
22	МТЭЦ	Южная	Установка водогрейного пылеугольного котла						30,0	320,0			350,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			КВТК-100										
23	МТЭЦ	Южная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100							30,0	320,0		350,0
24	МТЭЦ	Южная	Установка водогрейного пылеугольного котла КВТК-100								30,0	320,0	350,0
25	МТЭЦ	Южная	Установка парового котла К-50-14-250						30,0	220,0			250,0
26	МТЭЦ	Южная	Установка парового котла К-50-14-250							30,0	220,0		250,0
27	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)		2,0	50,0							52,0
28	МЭС	Северная	Капитальный ремонт котлов ПТВМ-30 (2 шт.)			2,0	50,0						52,0
29	МЭС	Северная	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13			5,0	24,0						29,0
30	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла ПТВМ-100				12,0	300,0					312,0
31	МЭС	Северная	Установка парового котла ДКВР-10/13						12,0				12,0
32	МЭС	Северная	Установка водогрейного котла ПТВМ-100							12,0	300,0		312,0
33	МЭС	Северная	Реконструкция системы ХВО для работы по закрытой схеме						12,0				12,0
34	МУК	Дизельная	Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый			1,2							1,2
35	МЭС	Абрам-Мыс	Разработка ПСД (включая изыскания и согласования) для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные щеповые котлы			11,0							11,0
36	МЭС	Абрам-Мыс	Установка трех водогрейных котлов марки КВм-2,5щг, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый, работающих на щепе, и вспомогательного оборудования				99,0						99,0
37	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №1				15,0						15,0
38	ТО ТБО	ТБО	Капитальный ремонт парового котла №2					15,0					15,0
39	ММТП	ММТП	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10/13				5,0						5,0
40	ММРП	ММРП	Разработка ПСД для замены парового котла ГМ -50 на два паровых котла ДКВР-6/13			2,5							2,5
41	ММРП	ММРП	Установка первого парового котла ДКВР-6/13				7,0						7,0
42	ММРП	ММРП	Установка первого второго котла ДКВР-6/13					7,0					7,0
43	Н.О.	БМК	Разработка ПСД для pelletной котельной			1,5							1,5
44	Н.О.	БМК	Строительство pelletной котельной установленной мощностью 2,0 Гкал/ч				20,0						20,0
Всего, в том числе:				0,0	62,0	2588,2	3347,0	1372,0	1004,0	1112,0	1355,0	555,0	11395,2
МТЭЦ				0,0	60,0	2515,0	3115,0	1050,0	980,0	1100,0	1055,0	555,0	10430,0
МЭС				0,0	2,0	68,0	185,0	300,0	24,0	12,0	300,0	0,0	891,0

№	ТСО	Площадка	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
			МУК	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
			ММРП	0,0	0,0	2,5	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,5
			ММТП	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
			ТО ТБО	0,0	0,0	0,0	15,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
			Н.О.	0,0	0,0	1,5	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5