

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования город Мурманск  
с 2019 по 2039 годы**

**Обосновывающие материалы**

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,  
техническому перевооружению и (или) модернизации  
источников тепловой энергии**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор  
ООО «Невская Энергетика»

\_\_\_\_\_ Е.А. Кикоть

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике  
администрации города Мурманска

\_\_\_\_\_ А.Ю. Червинко

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования город Мурманск  
с 2019 по 2039 годы**

**Обосновывающие материалы**

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,  
техническому перевооружению и (или) модернизации  
источников тепловой энергии**

г. Санкт-Петербург

2020 год



## 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 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"
- Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";
- Глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"
- Глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"
- Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии"
- Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей"
- Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»
- Глава 10 "Перспективные топливные балансы"
- Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения"
- Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию "
- Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"
- Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия"
- Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций"
- Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения"
- Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения"

## СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	3
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	12
7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	12
7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	20
7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	20
7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	22
7.4.1 СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА.....	22
7.4.2 СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ НА 2019-2025 ГОДЫ.....	32
7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	37
7.6.1 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	38
7.6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	40
7.6.3 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	51
7.6.4 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ЮЖНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	57
7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	65
7.8 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	65
7.9 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	75

7.10	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	75
7.11	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	75
7.12	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	79
7.13	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города .....	81
7.13.1	Строительство угольной котельной «Северная-Восточная» (только для 2 сценария)	81
7.13.2	Дизельная котельная МУП «МУК».....	84
7.13.3	Угольная котельная МУП «МУК».....	92
7.13.4	Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт» .....	97
7.13.5	Котельная АО «Завод ТО ТБО».....	104
7.13.6	Котельная АО «Мурманский морской торговый порт» .....	108
7.13.7	Котельная №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ .....	110
7.13.8	Котельная «Фестивальная» .....	112
7.13.9	Котельная ТЦ «Росляково – 1» .....	114
7.13.10	Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное» .....	117
7.14	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	120
7.15	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города .....	120
7.16	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.....	120

## 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
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	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в

<b>Термины</b>	<b>Определения</b>
источника тепловой энергии	эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

## 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	КИП	Комплексный инвестиционный проект модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы
15	КРП	Квартальный распределительный пункт
16	МК, КМ	Муниципальная котельная
17	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
18	ММТП	Мурманский морской торговый порт
19	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
20	НВВ	Необходимая валовая выручка
21	НДС	Налог на добавленную стоимость
22	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
23	НС	Насосная станция
24	НТД	Нормативная техническая документация
25	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
26	ОВ	Отопление и вентиляция
27	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
28	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
29	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
30	ОИК	Оперативный информационный комплекс
31	ОКК	Организация коммунального комплекса
32	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
33	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
34	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
35	ПГУ	Парогазовая установка
36	ПИР	Проектные и изыскательские работы
37	ПНС	Повысительно-насосная станция
38	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
39	ППМ	Пенополиминерал
40	ППУ	Пенополиуретан
41	ПСД	Проектно-сметная документация
42	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
43	СМР	Строительно-монтажные работы



<b>№ п/п</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Пояснение</b>
44	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
45	ТБО	Твердые бытовые отходы
46	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
47	ТФУ	Теплофикационная установка
48	ТЭ	Тепловая энергия
49	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
50	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
51	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
52	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
53	УРУТ	Удельный расход условного топлива
54	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
55	ФОТ	Фонд оплаты труда
56	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
57	ХВО	Химводоочистка
58	ХВП	Химводоподготовка
59	ЦТП	Центральный тепловой пункт
60	ЭБ	Энергоблок
61	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск
61	АО «МЭС»	АО «Мурманэнергосбыт»
62	Н.О.	Неопределенная организация

## ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования город Мурманск до 2039 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Мурманск — крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом, в зоне распространения многолетней мерзлоты. В городе проживает 292,465 тыс. человек, что составляет 39,1% населения области. С 1 января 2015 года, во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 01.09.2014 №603, в состав города Мурманска вошел жилой район Росляково, который ранее входил в состав ЗАТО Североморск как поселок городского типа. Численность жилого района Росляково составляет 8,9 тыс. чел.

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 (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°С;

Абсолютная максимальная температура воздуха - 33°С;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 30°С;

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

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.

## **ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Организация централизованного теплоснабжения осуществляется в соответствии с 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, при утверждении схемы теплоснабжения соответствующим органом местного самоуправления, статус единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации, на основании критериев и порядка, указанных в Главе 2 данного постановления. Предложения по выбору ЕТО в административных границах Мурманска представлены в Главе 15 Обосновывающих Материалов «Реестр единых теплоснабжающих организаций».

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

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 постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 №787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения», «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя»).

Подключение к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, определенном правилами подключения, на основании договора, который является публичным для теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, в том числе единой теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающая или теплосетевая организация, в которую следует обращаться заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенными в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Границы зон эксплуатационной ответственности определяются в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Правообладатели земельных участков, а также органы местного самоуправления в случаях, предусмотренных статьей 39.11 Земельного кодекса Российской Федерации, вправе обратиться в теплоснабжающую или теплосетевую организацию, определенную в соответствии с пунктом 4 Правил, утвержденных постановлением РФ от 05.07.2018 № 787, с запросом о предоставлении технических условий.

Запрос о предоставлении технических условий должен содержать:

- 1) наименование лица, направившего запрос, его местонахождение и почтовый адрес;
- 2) правоустанавливающие документы на земельный участок;

3) информацию о границах земельного участка, на котором планируется осуществить строительство подключаемого объекта или на котором расположен реконструируемый подключаемый объект;

4) информацию о разрешенном использовании земельного участка.

Выдача технических условий осуществляется теплоснабжающими или теплосетевыми организациями в пределах границ зоны их эксплуатационной ответственности, без взимания платы.

При предоставлении заявителем сведений и документов, указанных в пункте 9 Правил, утвержденных постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 №787, в полном объеме, теплоснабжающие и теплосетевые организации в течение 14 дней со дня получения запроса о предоставлении технических условий обязаны предоставить технические условия либо мотивированный отказ в выдаче указанных технических условий при отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения.

В случае непредставления сведений и документов, указанных в пункте 9 указанных Правил, в полном объеме, теплоснабжающие и теплосетевые организации вправе отказать в выдаче технических условий.

Обязательства организации, предоставившей технические условия, предусматривающие максимальную нагрузку, сроки подключения объектов к системе теплоснабжения и срок действия технических условий прекращаются в случае, если в течение одного года (при комплексном освоении земельного участка в целях жилищного строительства – в течении 3 лет) со дня предоставления правообладателю земельного участка указанных технических условий он не определит необходимую ему для подключения к системе теплоснабжения нагрузку в пределах предоставленных ему технических условий и не подаст заявку о заключении договора о подключении.

В случае если заявитель определил необходимую ему подключаемую нагрузку, он обращается в теплоснабжающую или теплосетевую организацию с заявлением о заключении договора о подключении, при этом указанное заявление может быть подано без предварительного получения заявителем технических условий подключения.

В случае если заявитель не имеет сведений об организации, в которую следует обратиться с целью заключения договора о подключении, он вправе обратиться в

орган местного самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта.

Орган местного самоуправления обязан представить в письменной форме сведения о соответствующей организации, включая ее наименование и местонахождение, в течение 2 рабочих дней со дня обращения заявителя.

Основанием для заключения договора о подключении является поданная заявителем заявка на подключение, в соответствии с правилами подключения, утвержденными постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 №787 (п.4, п.7, п.25, п.26).

Условия подключения выдаются исполнителем вместе с проектом договора о подключении и являются его неотъемлемой частью.

В случае если подключение осуществляется исполнителем, не являющимся единой теплоснабжающей организацией, исполнитель осуществляет согласование условий подключения с единой теплоснабжающей организацией в порядке, установленном договором об оказании услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя (п.38 ПП РФ от 05.07.2018 №787).

Договором оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, заключаемым теплосетевой организацией с единой теплоснабжающей организацией, за исключением случая заключения такого договора в ценовых зонах теплоснабжения, предусматривается, что в случае если теплосетевая организация осуществляет подключение к своим тепловым сетям теплопотребляющих установок, тепловых сетей или источников тепловой энергии, теплосетевая организация осуществляет согласование условий подключения с единой теплоснабжающей организацией. Теплосетевая организация обязана направить подключения на согласование единой теплоснабжающей организации, определенной в соответствующей системе теплоснабжения, до направления их потребителю.

Единая теплоснабжающая организация обязана в течении 7 рабочих дней со дня получения условий подключения согласовать их либо подготовить к ним замечания в случае, если осуществление подключения в соответствии с такими условиями вызовет снижение надежности теплоснабжения.

В случае отсутствия ответа от единой теплоснабжающей организации о результатах согласования условий подключения в течение 7 дней со дня их получения, условия подключения считаются согласованными.

В случае получения замечаний к условиям подключения теплосетевая организация обязана внести изменения в условия подключения в соответствии с этими замечаниями.

Внесение изменений в условия подключения подлежит согласования в порядке, предусмотренном настоящим пунктом.

В случае нарушения теплосетевой организацией обязанностей, установленных настоящим пунктом, либо невыполнения условий подключения заявителем и (или) теплосетевой организацией, единая теплоснабжающая организация вправе в течение 1 года со дня обнаружения указанных нарушений обратиться к теплосетевой организации с требованием об изменении выданных условий подключения и о выполнении всех необходимых в связи с этим действий либо с требованием о выполнении условий подключения. Теплосетевая организация обязана выполнить все указанные действия за счет собственных средств и возместить единой теплоснабжающей организации все понесенные убытки, возникшие вследствие нарушения теплосетевой организацией обязанности по согласованию условий подключения с единой теплоснабжающей организацией (п. 67 ПП №808 от 8 августа 2012 г.).

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется в следующем порядке:

- 1) направление исполнителю заявки о подключении к системе теплоснабжения;
- 2) заключение договора о подключении;
- 3) выполнение мероприятий по подключению, предусмотренных условиями подключения и договором о подключении;
- 4) составление акта о готовности внутриплощадочных и внутридомовых сетей и оборудования подключаемого объекта к подаче тепловой энергии и теплоносителя;
- 5) составление акта о подключении.

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, актуализации 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.

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;
- любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;
- инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м<sup>2</sup>год, 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, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

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».

**7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Источники тепловой энергии и оборудование, входящее в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

В перспективе, строительство генерирующих объектов на территории МО не планируется.

**7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

В границах города Мурманск действует 1 крупный источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Мурманская ТЭЦ.

С октября 2011 года выработка электроэнергии Мурманской ТЭЦ осуществляется исключительно для собственных нужд предприятия, прекращена реализация сторонним потребителям в связи с высокой себестоимостью производства электрической энергии и, как следствие, неконкурентоспособной ценой. Вывод из эксплуатации данного объекта из эксплуатации не предполагается.

#### **7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

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, утверждённую 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.

##### **7.4.1 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 7.1.

**Таблица 7.1 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
<b>РОССИЯ (централизованное электропотребление), млрд. кВт*ч</b>	<b>958,0</b>	<b>1000,5</b>	<b>1017,6</b>	<b>1143,8</b>	<b>1260,6</b>	<b>1389,2</b>	<b>1521,2</b>
годовой темп прироста, %	-4,35	4,44	1,7	2,71	1,96	1,96	1,83
<b>ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч</b>	<b>88,8</b>	<b>92,7</b>	<b>94,0</b>	<b>102,6</b>	<b>116,8</b>	<b>128,3</b>	<b>140,2</b>
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 7.2.

**Таблица 7.2 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
<b>Централизованная зона ЕЭС России, ГВт</b>	<b>152,4</b>	<b>176,7</b>	<b>193,8</b>	<b>212,6</b>	<b>232,2</b>
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 7.3 приведены рекомендации по демонтажу мощностей в ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

**Таблица 7.3 Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования ТЭС на 2011-2030 годы, млн. кВт**

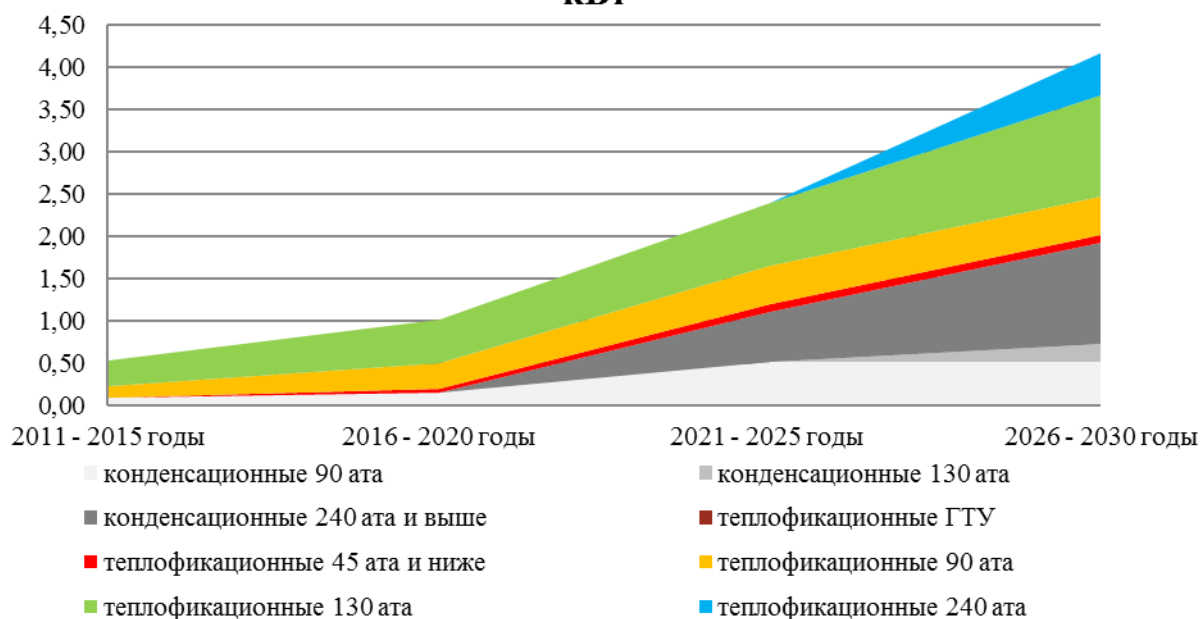
Наименование ОЭС	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
<b>Централизованная зона России - всего, в том числе:</b>	<b>5,15</b>	<b>5,69</b>	<b>21,59</b>	<b>18,44</b>	<b>50,88</b>
теплофикационные	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
паросиловые	3,82	3,24	8,41	6,64	22,11
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
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>0,53</b>	<b>0,48</b>	<b>1,38</b>	<b>1,78</b>	<b>4,18</b>
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 7.1 графически представлено соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей.



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



**Рисунок 7.1 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.

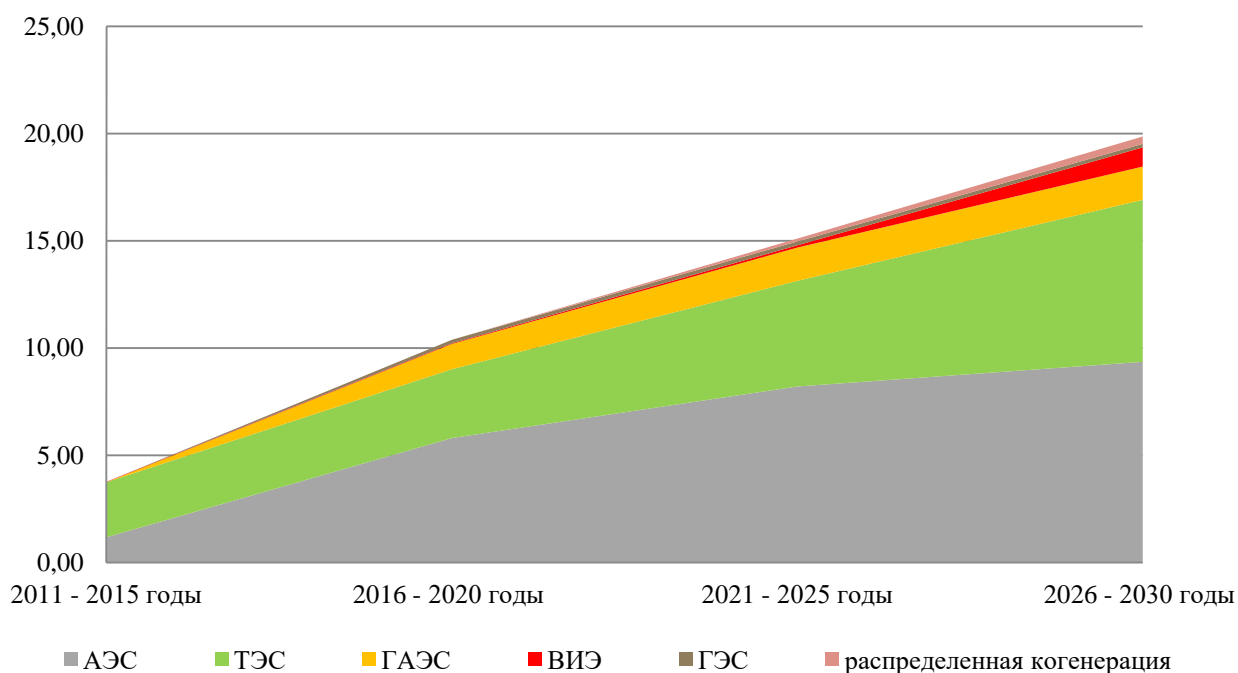
Суммарный объем вводов генерирующих мощностей по ЕЭС России в период 2011 – 2030 годы, рекомендуемый сценарными условиями развития электроэнергетики, составляет 158,4 ГВт, в том числе на АЭС – 40,3 ГВт, ГЭС-ГАЭС – 12,1 ГВт, ТЭС-100 ГВт и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 5,1 ГВт.

В таблице 7.4 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 7.4 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 7.2 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;

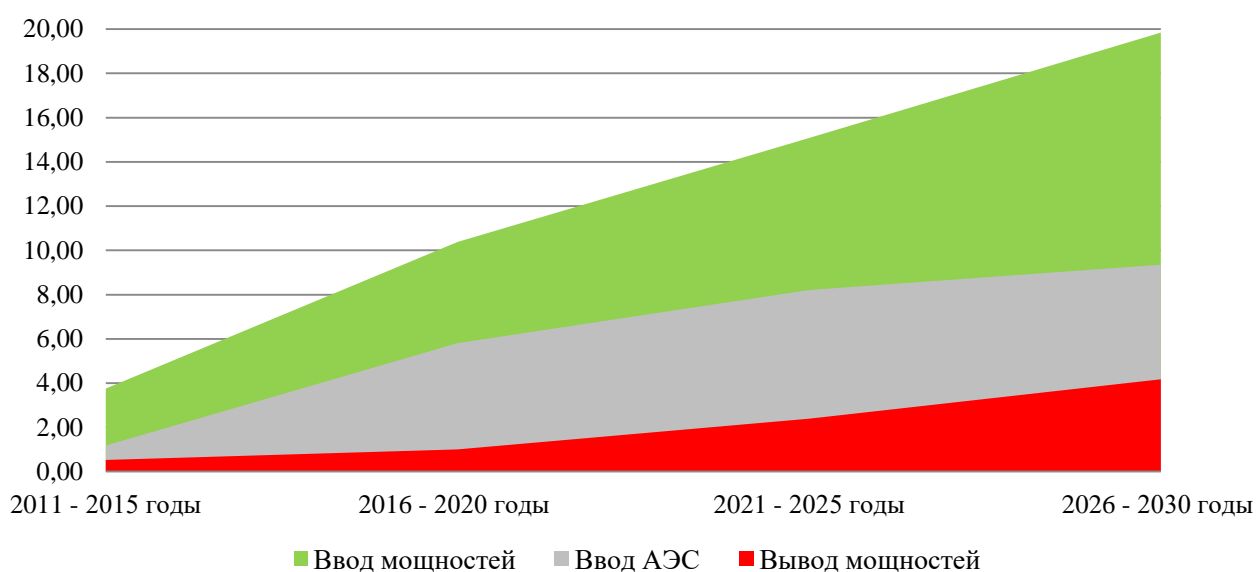
- Юго-Западная ТЭЦ (Ленинградская ЭС) установленной мощностью 568 МВт, в составе: ПГУ-200, ПГУ-300 и ГТ(Т)-68. В настоящее время блок ПГУ-200 принят в эксплуатацию. Идут строительно-монтажные работы на блоке ПГУ-300.

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).

### Соотношение вводимых и выводимых мощностей ОЭС Северо-Запада, ГВт



**Рисунок 7.3 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 7.5 представлен баланс мощности ОЭС Северо-Запада на час совмещенного с ЕЭС России максимума потребления на расчетные периоды сценарных условий развития электроэнергетики.

**Таблица 7.5 Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт**

Наименование	Единица измерения	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
<b>Потребность</b>						
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
<b>ИТОГО потребность</b>	<b>ГВт</b>	<b>15969,0</b>	<b>22216,0</b>	<b>25484,0</b>	<b>27738,0</b>	<b>30044,0</b>
<b>Покрытие</b>						
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
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
<b>ИТОГО покрытие потребности</b>	<b>МВт</b>	<b>20315,0</b>	<b>23416,3</b>	<b>26314,5</b>	<b>27997,9</b>	<b>30277,7</b>
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 7.6.

**Таблица 7.6 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

#### **7.4.2 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы**

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 28 февраля 2019 г. №174.

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

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Северо-Запада в 2018 году составил 95,030 млрд кВт·ч, что на 1,2 % выше уровня предыдущего года. К 2025 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада прогнозируется на уровне 99,474 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 0,7 %).

Прогноз электропотребления ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2019-2025 годы представлен в таблице 7.7.

Как видно из таблицы 7.7 и таблицы 7.8 соотношения прогнозов электропотребления, в более позднем прогнозе 2019 года темпы прироста объемов потребления значительно ниже принятых в Сценарных условиях 2011 года.

Прогнозные значения на 2025 год по двум документам отличается на 28,8 млрд. кВт\*ч, что соответствует 22% от прогноза, принятого в Сценарных условиях (128,3 млрд кВт\*ч).



**Таблица 7.7 Прогноз электропотребления на 2019-2025 годы, млрд. кВт\*ч**

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ЕЭС России	1055,558	1073,235	1092,153	1104,093	1114,955	1125,622	1138,949	1143,053
годовой темп прироста, %	1,51	1,67	1,76	1,09	0,98	0,96	1,18	0,36
ОЭС Северо-Запада	95,030	95,614	96,695	97,077	98,114	98,545	99,356	99,474
годовой темп прироста, %	1,20	0,61	1,13	0,40	1,07	0,44	0,82	0,12

**Таблица 7.8 Сопоставление прогнозов электропотребления ОЭС Северо-Запада согласно Сценарным условиям, Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы**

Наименование	2018 г.	2025 г. Прогноз
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	113,86 (прогноз)	128,3
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы	95,03 (факт)	99,474
Снижение прогнозных значений относительно Сценарных условий	18,83	28,826

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2029 годы, доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2018 году составляет 9,0%. К 2025 году объем потребления снизится до 8,7%. В 2018 году собственный максимум потребления мощности составил 14,404 ГВт, к 2025 году – 15,684 ГВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности на рассматриваемый период оценивается в 1,2%

Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада представлены в таблице 7.9.

**Таблица 7.9 Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада**

Наименование	Единица измерения	Факт		Прогноз						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	млрд кВт*ч	93,899	95,030	95,614	96,695	97,077	98,114	98,545	99,356	99,474
Собственный максимум	МВт	14111	14404	14960	15158	15247	15441	15526	15627	15684
Число часов использования собственного максимума	ч/год	6654	6597	6391	6379	6367	6354	6347	6358	6342
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	14043	14220	14541	14734	14820	15009	15091	15189	15245
Число часов использования максимума	ч/год	6687	6683	6575	6563	6550	6537	6530	6541	6525

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2019 – 2025 годов предусматриваются в объеме 15160,0 МВт, в том числе на АЭС – 5850,0 МВт, на ГЭС – 506,2 МВт, на ТЭС – 4400,9 МВт и на ВЭС, СЭС – 4402,9 МВт.

Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2019 – 2025 годы представлена в таблице 7.10.

**Таблица 7.10 Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, ГВт**

Тип электростанций	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Всего за 2019 – 2025
<b>ЕЭС России - всего, в том числе:</b>	<b>4200,9</b>	<b>1835,1</b>	<b>2300,7</b>	<b>1586,9</b>	<b>2126,4</b>	<b>1440,0</b>	<b>1670,0</b>	<b>15160,0</b>
АЭС	1150,0		1150,0		1200,0	1200,0	1150,0	5850,0
ГЭС	416,7	16,0	24,9	24,9	23,7			506,2
ТЭС	1251,9	884,0	225,0	875,0	405,0	240,0	520,0	4400,9
ВЭС, СЭС	1382,3	935,1	900,8	687,0	497,7			4402,9
<b>ОЭС Северо-Запада, всего, в том числе</b>	<b>114,8</b>	<b>130,0</b>	<b>1351,0</b>	<b>150,0</b>			<b>1150,0</b>	<b>2895,8</b>
АЭС			1150,0				1150,0	2300,0
ГЭС	49,8							49,8
ТЭС	65,0	130,0						195,0
ВЭС, СЭС			201,0	150,0				351,0

Развитие атомной энергетики в период 2019 – 2025 годов предусматривается на площадках:

ОЭС Северо-Запада – Ленинградская АЭС-2 (новые энергоблоки Ленинградской АЭС) в Ленинградской области с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью по 1150,0 МВт каждый в 2021 и 2025 годах для обеспечения, в том числе, замены выводимых из эксплуатации в 2020 и 2025 годах энергоблоков № 2–4 на Ленинградской АЭС;

В период 2019-2025 годов планируются вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ОЭС Северо-Запада в объеме 49,8 МВт, а

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ОЭС Северо-Запада в период 2019 – 2025 годов планируются в объеме 49,8 МВт, а развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ВЭС (351 МВт).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ВЭС (3154,4 МВт в рассматриваемый перспективный период) и СЭС (1248,5 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Северо-Запада (351 МВт)

Новые площадки на территории Мурманской ЭС для строительства ТЭЦ схемой и программой развития ЕЭС России на 2019-2025 годы не предусмотрены.

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2019-2025 годы приведен в таблице 7.11.

**Таблица 7.11 Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада на 2019-2025 годы, млрд. кВт\*ч**

Наименование ЭС	Факт	Прогноз						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ОЭС Северо-Запада	95,03	95,614	96,695	97,077	98,114	98,545	99,356	99,474
годовой темп прироста, %	1,2	0,61	1,13	0,4	1,07	0,44	0,82	0,12
Архангельская	7,383	7,369	7,413	7,413	7,43	7,447	7,483	7,481
годовой темп прироста, %	1,05	-0,19	0,6	0	0,23	0,23	0,48	-0,03
Калининградская	4,439	4,461	4,525	4,554	4,583	4,611	4,654	4,668
годовой темп прироста, %	0,05	0,5	1,43	0,64	0,64	0,61	0,93	0,3
Республика Карелия	7,932	7,828	7,889	7,879	7,919	7,927	7,954	7,942
годовой темп прироста, %	-0,04	-1,31	0,78	-0,13	0,51	0,1	0,34	-0,15
Мурманская	12,534	12,754	12,963	13,099	13,146	13,187	13,253	13,359
годовой темп прироста, %	-1,89	1,76	1,64	1,05	0,36	0,31	0,5	0,8
Республика Коми	9,111	9,191	9,327	9,348	9,398	9,431	9,476	9,474
годовой темп прироста, %	0,92	0,88	1,48	0,23	0,53	0,35	0,48	-0,02
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	47,004	47,3	47,779	47,969	48,774	49,044	49,594	49,595
годовой темп прироста, %	2,83	0,63	1,01	0,4	1,68	0,55	1,12	0
Новгородская	4,382	4,441	4,506	4,51	4,545	4,565	4,59	4,595
годовой темп прироста, %	-1,9	1,35	1,46	0,09	0,78	0,44	0,55	0,11
Псковская	2,245	2,27	2,293	2,305	2,319	2,333	2,352	2,36
годовой темп прироста, %	0,18	1,11	1,01	0,52	0,61	0,6	0,81	0,34

Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года, спрос на электроэнергию в Мурманской ЭС на 2019 год должен был составить – 16,91 млрд. кВт\*ч, но как видно из таблицы выше, в 2018 году спрос составил лишь 12,534 млрд. кВт\*ч, при этом на рассматриваемый период, в схеме и программе развития ЕЭС России на 2019-2025 годы, предусмотрено увеличение до 13,359 млрд. кВт\*ч. Это также ниже сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года.

В результате анализа схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы, в частности для ОЭС Северо-Запада, могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;
2. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период.

По результатам анализа вышеуказанных документов планирования в сфере электроэнергетического комплекса ОЭС Северо-Запада, Мурманская ЭС не нуждается в дополнительных источниках электроэнергии, ввиду чего схемой теплоснабжения г. Мурманска строительство на территории города новых источников

тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, на рассматриваемый период не предусматривается.

### 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Оборудование единственного на территории Мурманска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Мурманской ТЭЦ, представлено в таблицах 7.12 – 7.14.

**Таблица 7.12 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	1958	30/30	89,71	Белгородский котельный завод	2017 / 2017
ТП -30У, №2	1957	30/30	90,24	Белгородский котельный завод	2019 / 2018
ТП -30Р, № 3	1954	30/30	89,49	«Красный котельщик» г. Таганрог	2018 / 2017
ТП -35У, №4	1960	35/35	91,43	Белгородский котельный завод	2019 / 2019
БМ-35, № 5	1962	35/40	90,73	Белгородский котельный завод	2018 / 2019
БМ-35, № 6	1963	35/40	90,72	Белгородский котельный завод	2018 / 2018
ГМ-50, № 7	1964	50/50	91,01	Белгородский котельный завод	2017 / 2017
Водогрейные котлы					
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	89,5	Машиностроительный завод «Гатра»	2018 / 2018
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	91,41	Машиностроительный завод «Гатра»	2019 / 2019
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	89,24	Дорогобужский котельный завод	2019 / 2019

**Таблица 7.13 Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ**

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см <sup>2</sup>	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов
Р-6-35-6ст. № 3	6	34	1962	2014
ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	1963	2010

**Таблица 7.14 Сведения об установленных подогревателях Мурманской ТЭЦ**

№ подогревателя	Назначение	Температура, °С		Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>
		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 по согласованию с АО «СО ЕЭС».

### **7.6.1 Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ**

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 Мурманской ТЭЦ в большинстве случаев выше, чем на сопоставимых по мощности котельных.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 7.15.

**Таблица 7.15 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал**

Наименование источника	2015	2016	2017	2018	2019
Мурманская ТЭЦ	181,32	181,45	181,37	181,15	181,35
Южная котельная	169,75	169,69	169,64	169,57	169,65
Восточная котельная	172,18	171,90	171,94	171,89	171,30

Как видно из 7.15, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ незначительно выше, чем на ближайших котельных. В таблице 7.16 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 год.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии по трем источника вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ на 6,4% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 7.16, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,5%, 7,5% и 10,56% соответственно.

**Таблица 7.16 Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 г.**

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	92,743	112,703	57,821
Выработка тепловой энергии, Гкал	781 948	984 017	490 939
Собственные нужды, Гкал	89 924	73 841	51 835
Собственные нужды, %	11,5%	7,5%	10,56%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	20 629	-	-
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"	-	-	72 950
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	692 024	910 176	512 054
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,35	169,65	171,3

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 23,7% собственных нужд Мурманской ТЭЦ. Несмотря на то, что себестоимость генерации электроэнергии на мазутной ТЭЦ выше, чем у АЭС и ГЭС, функционирующих в энергосистеме Мурманской области, отказ от собственной генерации на Мурманской ТЭЦ не позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии без комплексной реконструкции источника, ввиду того, что пар, вырабатываемый на ТЭЦ придется дросселировать через РОУ, что снизит КПД источника в целом.

## **7.6.2 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 Мурманской ТЭЦ должны быть выведены из эксплуатации и, по возможности, демонтированы. Однако, данное мероприятие требует согласования с АО «СО ЕЭС», в связи с чем, на текущий момент сроки реализации мероприятия не определены.

Для Мурманской ТЭЦ оба сценария имеют одинаковые мероприятия, при которых сохраняется вид топлива, модернизируется котельное оборудование с увеличением мощности. План основных мероприятий по Мурманской ТЭЦ приведен далее:

**2020 – 2021 гг.** – текущий ремонт турбогенераторов №3 и №4;

**2022 – 2023 гг.** – проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные;

**2024 – 2025 гг.** – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13;

**2026 год** – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13;

**2027 год** – реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь; реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь.

Настоящей Схемой теплоснабжения, в целях устранения дефицита тепловой мощности, помимо модернизации оборудования источника, предусматривается переключение части нагрузки потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную, а именно:

– перевод в 2029 году тепловой нагрузки района, ограниченного улицами Книповича-ул. Буркова- ул. Полярные Зори - ул. Сполохи) в размере 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч).

Переключение нагрузки с Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную требуют реконструкции тепловых пунктов потребителей, для отладки гидравлического режима. Ввиду того, что на текущий момент законодательно не определен правовой порядок выполнения мероприятий такого рода (мероприятие требует согласие



собственников и источник финансирования не определен), мероприятия по переключению перенесены на более поздний срок.

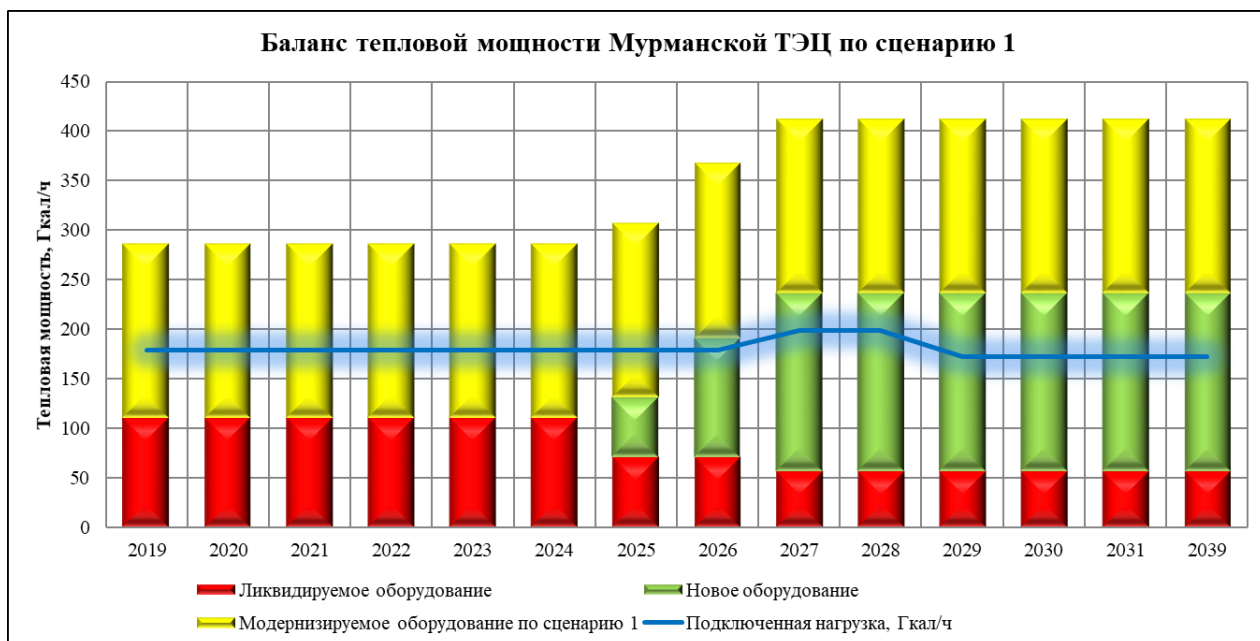
Предусмотренные мероприятия позволят:

- исключить дефицит мощности нетто Мурманской ТЭЦ;
- снизить средневзвешенный срок службы основного оборудования Мурманской ТЭЦ;
- снизить себестоимость тепловой энергии.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 7.17.

**Таблица 7.17 Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ**

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	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	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	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		412,2
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



**Рисунок 7.4** Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период разработки Схемы теплоснабжения по сценарию 1



**Рисунок 7.5** Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период разработки Схемы теплоснабжения по сценарию 2

Отличие балансов тепловой мощности Мурманской ТЭЦ по 1 и 2 сценариям состоит лишь в возможном присоединении к источнику в 2027 году перспективных потребителей комплексной жилой застройки в р-не Больничного городка. По 2-ому сценарию, данные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 7.18 - 7.21.

**Таблица 7.18** Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3039
Мероприятие				Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
ТФУ, РОУ	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00
ПВК	176,00	176,00	176,00	176,00	176,00	176,00	197,12	257,12	302,16	302,16	302,16	302,16	302,16	302,16
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	253,11	252,57	252,61	252,61	252,61	252,61	271,26	324,25	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	198,73	198,73	172,58	172,58	172,58	172,58
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	21,46	19,48	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	23,50	23,50	22,54	22,54	22,54	22,54
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	167,11	166,57	166,61	166,61	166,61	166,61	185,26	238,25	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-33,07	-31,65	-31,71	-31,71	-31,71	-31,71	-13,06	39,94	55,81	55,81	82,91	82,91	82,91	82,91
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-19,79	-19,00	-19,03	-19,03	-19,03	-19,03	-7,05	16,76	20,07	20,07	29,82	29,82	29,82	29,82

**Таблица 7.19** Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3039
Мероприятие				Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
ТФУ, РОУ	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00
ПВК	176,00	176,00	176,00	176,00	176,00	176,00	197,12	257,12	302,16	302,16	302,16	302,16	302,16	302,16
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	253,11	252,57	252,61	252,61	252,61	252,61	271,26	324,25	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	152,58	152,58	152,58	152,58
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	21,46	19,48	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	18,63	18,63	18,63	18,63
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	167,11	166,57	166,61	166,61	166,61	166,61	185,26	238,25	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-33,07	-31,65	-31,71	-31,71	-31,71	-31,71	-13,06	39,94	79,72	79,72	106,82	106,82	106,82	106,82
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-19,79	-19,00	-19,03	-19,03	-19,03	-19,03	-7,05	16,76	28,67	28,67	38,42	38,42	38,42	38,42

**Таблица 7.20 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценариям, млн. руб. (без НДС)**

Наименование мероприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	2,61											2,61
Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	5,88											5,88
Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4		11,32										11,32
Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7		4,57										4,57
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8		8,1										8,1
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3			3,74									3,74
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5			9,41									9,41
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9			7,1									7,1
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2				8,32								8,32
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8				2,72								2,72
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10				13,65								13,65
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1					3,58							3,58
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6					5,59							5,59
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9					7,1							7,1
Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные			15,90	34,80								50,7
Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12					117,41	117,41						234,812
Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13						19,43						19,43
Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13							94,91					94,906

<b>Наименование мероприятия</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>Итого</b>
Текущий ремонт Турбогенератора №3	0,30	6,30										<b>6,6</b>
Текущий ремонт Турбогенератора №4	0,30	0,30										<b>0,6</b>
Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь								20,0				<b>20,0</b>
Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь								20,0				<b>20,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>9,09</b>	<b>30,59</b>	<b>36,15</b>	<b>59,49</b>	<b>133,676</b>	<b>136,836</b>	<b>94,906</b>	<b>40,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>540,738</b>

**Таблица 7.21 Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	198,73	198,73	172,58	172,58	172,58	172,58
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	173,31	173,31	150,27	150,27	150,27	150,27
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	25,42	25,42	22,32	22,32	22,32	22,32
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,89	33,43	33,39	33,39	33,39	33,39	35,86	42,87	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,46	19,48	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	19,59	23,50	23,50	22,54	22,54	22,54	22,54
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	781,9	801,9	783,48	783,48	783,48	783,5	783,5	783,5	916,0	916,0	799,9	799,9	799,9	799,9
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89,9	96,5	94,27	94,27	94,27	94,3	94,3	94,3	110,1	110,1	96,3	96,3	96,3	96,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	692,02	705,4	689,21	689,21	689,21	689,2	689,2	689,2	805,9	805,9	703,6	703,6	703,6	703,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	31,5	25,5	25,21	25,21	25,21	25,2	25,2	25,2	30,2	30,2	25,0	25,0	25,0	25,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	660,5	680,0	664,00	664,00	664,00	664,0	664,0	664,0	775,7	775,7	678,6	678,6	678,6	678,6
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	161,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расход условного топлива	тыс. туг.	126,0	128,4	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	146,6	146,6	128,1	128,1	128,1	128,1
Мазут	тыс. туг.	126,0	128,4	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	146,6	146,6	128,1	128,1	128,1	128,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	181,9	181,9	182,0	182,0	182,0	182,0
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	92,3	94,0	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	107,4	107,4	93,8	93,8	93,8	93,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	1352,0	1377,6	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1573,1	1573,1	1374,1	1374,1	1374,1	1374,1
Мазут	млн руб.	1352,0	1377,6	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1573,1	1573,1	1374,1	1374,1	1374,1	1374,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1953,7	1953,0	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1952,0	1952,0	1953,0	1953,0	1953,0	1953,0



**Таблица 7.22 Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	178,73	152,58	152,58	152,58	152,58
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	161,31	138,27	138,27	138,27	138,27
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	17,42	14,32	14,32	14,32	14,32
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,9	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	35,9	42,9	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,5	19,5	19,6	19,6	19,59	19,59	19,6	19,6	19,6	19,6	18,6	18,6	18,6	18,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	781,95	801,92	783,48	783,48	783,48	783,50	783,50	783,50	783,50	783,50	668,41	668,41	668,41	668,41
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	89,92	96,53	94,27	94,27	94,27	94,27	94,27	94,27	94,27	94,27	80,49	80,49	80,49	80,49
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	692,02	705,39	689,21	689,21	689,21	689,23	689,23	689,23	689,23	689,23	587,92	587,92	587,92	587,92
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	31,54	25,48	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21	21,00	21,00	21,00	21,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	660,48	679,97	664,00	664,00	664,00	664,01	664,01	664,01	664,01	664,01	566,92	566,92	566,92	566,92
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	161,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,2	160,2	160,2	160,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расход условного топлива	тыс. туг.	<b>126,0</b>	<b>128,4</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>125,5</b>	<b>107,1</b>	<b>107,1</b>	<b>107,1</b>	<b>107,1</b>
Мазут	тыс. туг.	126,0	128,4	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	107,1	107,1	107,1	107,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,2	182,2	182,2	182,2
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	92,3	94,0	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	78,4	78,4	78,4	78,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	1352,0	1377,6	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1149,1	1149,1	1149,1	1149,1
Мазут	млн руб.	1352,0	1377,6	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1346,2	1149,1	1149,1	1149,1	1149,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1953,7	1953,0	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1953,2	1954,5	1954,5	1954,5	1954,5

### **7.6.3 Мероприятия для Восточной котельной**

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,96 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 214,72 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1, в рамках которого на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива:

#### **2020 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6.

#### **2021 год**

- Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5.

#### **2022 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4;

#### **2023 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5.

#### **2024 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6.

#### **2025 – 2026 год**

- Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутривыпускного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).

Также предусматривается выполнение переключения части нагрузки с Мурманской ТЭЦ:

– в 2029 году перевод тепловой нагрузки района, ограниченный улицами Книповича-ул. Буркова- ул. Полярные Зори - ул. Сполохи в размере 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч).

Присоединение переключаемой зоны, а также перспективных потребителей, предполагается выполнить за счет проведения мероприятий по реконструкции сетевой установки на источнике (увеличение пропускной способности трубопроводов в пределах котельной, замена сетевых подогревателей), увеличения пропускной способности трубопровода Ду 700 от ВК до П8 (проведение реконструкции с увеличением диаметра до Ду 800), а также решения вопроса по переоборудованию ИТП потребителей, которые будут переподключаться на Восточную котельную.

При дальнейшем развитии перспективной застройки города, реализуемой в зоне действия Восточной котельной, потребуется строительство второго луча от источника, характеристики которого будут устанавливаться по результатам проектно-изыскательских работ (по предварительным расчетам, выполненным в программном комплексе Zulu, диаметр луча составит Ду 500 мм).

Для сценария 2 предлагается вариант, рассмотренный в КИП, согласно которому предусмотрено строительство нового источника - угольной котельной «Северная-Восточная» на новой площадке. При этом, строительство новой котельной должно завершиться к 2028 году, следовательно, до 2028 года мероприятия и состав оборудования будет соответствовать существующему. Данное мероприятие будет рассмотрено в разделе 13.1.

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 (до 2028 года) представлен в таблице 7.23.

**Таблица 7.23 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028)**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	ГМ-50-14/250	1982	30
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	ГМ-50-14/250	1983	30
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	ГМ-50-14/250	1985	30
Водогрейные котлы						

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВГМ-100	1983	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВГМ-100	1984	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВГМ-100	1986	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390



**Рисунок 7.6** Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

**Таблица 7.24 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и Сценария 2 (до 2028)**

Мероприятие	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
		Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1		Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)						
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	128,0	128,0	128,7	136,8	137,3	157,3	178,9	178,9	178,9	178,9	205,1	205,1	205,1	205,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,90	14,90	15,04	16,59	16,70	20,89	25,98	25,98	25,98	25,98	26,94	26,94	26,94	26,94
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	248,8	249,2	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1	249,1
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	121,4	121,7	120,7	111,1	110,5	86,3	59,6	59,6	59,6	59,6	32,5	32,5	32,5	32,5
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	48,77	48,85	48,46	44,61	44,36	34,64	23,92	23,92	23,92	23,92	13,04	13,04	13,04	13,04

**Таблица 7.25 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	8,59							<b>8,59</b>
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	9,51							<b>9,51</b>
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	2,81							<b>2,81</b>
Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		3,63						<b>3,63</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5		2,324						<b>2,324</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3			11,44					<b>11,44</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4			4,161					<b>4,161</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3				8,33				<b>8,33</b>
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5				4,31				<b>4,31</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1					7,72			<b>7,72</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6					9,76			<b>9,76</b>
Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)*						14,0	186,0	<b>200,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>20,91</b>	<b>5,954</b>	<b>15,601</b>	<b>12,64</b>	<b>17,48</b>	<b>14,0</b>	<b>186,0</b>	<b>272,58</b>

\*При реализации сценария 2 предполагается строительство нового источника – котельной «Северная-Восточная», в рамках которого будет выполнено строительство нового участка тепловой сети до новой котельной и проведение указанных мероприятий не потребуется.

**Таблица 7.26 Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	128,0	129,4	129,4	129,4	129,4	129,4	129,4	129,4	151,0	151,0	177,1	177,1	177,1	177,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	132,2	132,2	155,2	155,2	155,2	155,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	17,4	17,4	20,5	20,5	20,5	20,5
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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	41,2	40,8	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9	43,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	14,9	14,8	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	19,4	19,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	490,94	524,99	505,37	505,37	505,37	505,37	505,37	505,37	593,70	593,70	698,29	698,29	698,29	698,29
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	72,95	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	51,84	54,97	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41	53,41
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	72,95	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90	72,90
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	512,05	551,03	532,96	532,96	532,96	532,96	532,96	532,96	621,30	621,30	725,89	725,89	725,89	725,89
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,43	26,03	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	33,46	33,46	35,11	35,11	35,11	35,11
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	487,62	525,00	507,00	507,00	507,00	507,00	507,00	507,00	587,83	587,83	690,78	690,78	690,78	690,78
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	160,2	156,5	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4	158,7	158,7	160,6	160,6	160,6	160,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кг.т/Гкал	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3
Расход условного топлива	тыс. т.т.	78,6	82,2	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	94,2	94,2	112,1	112,1	112,1	112,1
Мазут	тыс. т.т.	78,6	82,2	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	94,2	94,2	112,1	112,1	112,1	112,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	179,1	171,8	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,8	171,8	171,7	171,7	171,7	171,7
Переводной коэффициент															
Мазут	т.т./т.т.	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	57,8	60,4	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	69,3	69,3	82,4	82,4	82,4	82,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	847,3	885,1	851,8	851,8	851,8	851,8	851,8	851,8	1014,9	1014,9	1207,9	1207,9	1207,9	1207,9
Мазут	млн руб.	847,3	885,1	851,8	851,8	851,8	851,8	851,8	851,8	1014,9	1014,9	1207,9	1207,9	1207,9	1207,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1654,7	1606,3	1598,3	1598,3	1598,3	1598,3	1598,3	1598,3	1633,4	1633,4	1664,0	1664,0	1664,0	1664,0



#### **7.6.4 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 303,0 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2039 году с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства составит 321,49 Гкал/ч.

Сценарий 1 предусматривает сохранение существующего оборудования котельной, с проведением ремонтов следующего оборудования:

##### **2020 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8.

##### **2021 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7.

##### **2022 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8.

##### **2023 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5.

##### **2024 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4.

##### **2025-2028 год**

- Реконструкция водогрейной части Южной котельной, направленная на увеличение надежности и тепловой экономичности (реконструкция контура

и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК-4,5 ПТВМ-100).

Сценарий 2 основан на предложениях КИП и предполагает строительство новой угольной котельной как замены Южной котельной, на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2. Для сценария 2 в качестве основного энергетического оборудования запланированы водогрейные пылеугольные котлы и соответствующая инфраструктура. Полноценный перевод нагрузки на новый источник планируется осуществить в 2028 году, поэтому, до 2028 года действующую Южную котельную необходимо поддерживать в полном работоспособном состоянии. В связи с этим, для сценария 2, также, как и для сценария 1, запланирован капремонт основного оборудования (состав мероприятий до 2024 включительно).

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 7.27 и 7.28 соответственно.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 7.29 – 7.32.

**Таблица 7.27 Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная для Сценария 1**

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	1973	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	1975	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	1992	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	1994	100
9				КВГМ-100	2028	100
10				КВГМ-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0	Установленная мощность котельной, Гкал/ч		511,0

**Таблица 7.28 Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2**

<b>Перспективное положение на расчётный срок</b>			
<b>№</b>	<b>Марка</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Установленная мощность</b>
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2029	100
5	КВТК-100	2029	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			500,0
Подключенная договорная нагрузка, Гкал/ч			354,5*

\* в т.ч. переключаемая по КИП котельная г.Кола в размере 33 Гкал/ч

**Таблица 7.29 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)**

<b>Наименование</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>Итого</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	4,96									<b>4,96</b>
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	12,88									<b>12,88</b>
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	3,94									<b>3,94</b>
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	2,5									<b>2,50</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1		3,68								<b>3,68</b>
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5		4,29								<b>4,29</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7		4,33								<b>4,33</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3			4,77							<b>4,77</b>
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4			4,01							<b>4,01</b>
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6			3,13							<b>3,13</b>
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8			3,62							<b>3,62</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2				5,52						<b>5,52</b>
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5				13,71						<b>13,71</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1					3,74					<b>3,74</b>
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4					12,539					<b>12,54</b>
Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК-4,5 ПТВМ-100)						24,5	108,5	108,5	108,5	<b>350,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>24,28</b>	<b>12,30</b>	<b>15,53</b>	<b>19,23</b>	<b>16,28</b>	<b>24,50</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>437,62</b>

**Таблица 7.30 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	4,96										4,96
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	12,88										12,88
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	3,94										3,94
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№8	2,5										2,50
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1		3,68									3,68
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5		4,29									4,29
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7		4,33									4,33
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3			4,77								4,77
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4			4,01								4,01
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6			3,13								3,13
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8			3,62								3,62
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2				5,52							5,52
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5				13,71							13,71
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1					3,74						3,74
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4					12,54						12,54
Котельное отделение								808	202		1010,0
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ								858	214		1072,0
Бак запаса воды								11	3		14,0
Приборы учета тепла								11	3		14,0
ВПУ								58	14		72,0
Закрытый расходный склад угля								195	49		244,0
Подготовка площадки под строительство								67	17		84,0
СМР котельной с дымовой трубой								752	188		940,0
Транспортировка оборудования и материалов								22	6		28,0
ПИР и экспертиза проекта								112	28		140,0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы								52	13		65,0
Первичное заполнение резервуаров и систем								0	0		0,0
Непредвиденные затраты								552	138		690,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>24,28</b>	<b>12,3</b>	<b>15,53</b>	<b>19,23</b>	<b>16,279</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3498</b>	<b>875</b>	<b>0</b>	<b>4460,62</b>

**Таблица 7.31 Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	230,89	233,38	235,46	246,47	249,0	249,5	249,5	249,5	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9	251,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	202,17	203,8	205,6	213,7	215,0	215,4	215,4	215,4	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	28,72	29,55	29,84	32,81	34,03	34,18	34,18	34,18	35,10	35,10	35,10	35,10	35,10	35,10
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,58	33,79	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	37,52	37,52	37,52	37,52
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	19,39	22,33	22,93	24,67	25,08	25,17	25,17	25,17	25,55	25,55	25,55	25,55	25,55	25,55
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	974,0	1026,4	1004,95	1059,7	1075,1	1077,7	1077,7	1077,7	1090,7	1090,8	1099,1	1099,1	1099,1	1099,1
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	73,8	76,0	75,82	75,816	75,816	75,8	75,8	75,8	75,8	75,8	84,0	84,0	84,0	84,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	900,2	950,3	929,13	983,9	999,3	1001,9	1001,9	1001,9	1014,9	1015,0	1015,0	1015,0	1015,0	1015,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,6	38,0	38,13	41,0	41,7	41,8	41,8	41,8	42,4	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	872,6	912,3	891,00	942,8	957,6	960,0	960,0	960,0	972,5	972,5	972,5	972,5	972,5	972,5
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	158,88	157,41	157,19	157,83	158,00	158,03	158,03	158,03	158,17	158,17	156,99	156,99	156,99	156,99
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65
Расход условного топлива	тыс. тут.	154,75	161,56	157,97	167,25	169,87	170,31	170,31	170,31	172,52	172,54	172,54	172,54	172,54	172,54
Мазут	тыс. тут.	154,75	161,56	157,97	167,25	169,87	170,31	170,31	170,31	172,52	172,54	172,54	172,54	172,54	172,54
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	171,91	170,01	170,02	169,99	169,99	169,99	169,99	169,99	169,98	169,98	169,98	169,98	169,98	169,98
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373	1,373
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	112,7	117,7	115,0	121,8	123,7	124,0	124,0	124,0	125,6	125,7	125,7	125,7	125,7	125,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Затраты на топливо	млн руб.	1651,6	1724,3	1685,9	1785,0	1812,9	1817,6	1817,6	1817,6	1841,2	1841,4	1841,4	1841,4	1841,4	1841,4
Мазут	млн руб.	1651,6	1724,3	1685,9	1785,0	1812,9	1817,6	1817,6	1817,6	1841,2	1841,4	1841,4	1841,4	1841,4	1841,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1834,7	1814,4	1814,5	1814,3	1814,2	1814,2	1814,2	1814,2	1814,1	1814,1	1814,1	1814,1	1814,1	1814,1

**Таблица 7.32 Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	230,9	233,4	235,5	246,5	249,0	249,5	249,5	249,5	251,9	284,9	284,9	284,9	284,9	284,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	202,17	203,83	205,61	213,66	215,00	215,37	215,37	215,37	216,76	249,8	249,8	249,8	249,8	249,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	28,72	29,55	29,84	32,81	34,03	34,18	34,18	34,18	35,10	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,6	33,8	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	19,4	22,3	22,9	24,7	25,1	25,2	25,2	25,2	25,5	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	974,01	1026,38	1004,95	1059,67	1075,09	1077,69	1077,69	1077,69	1090,74	1169,46	1169,46	1169,46	1169,46	1169,46
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	73,84	76,04	75,82	75,82	75,82	75,82	75,82	75,82	75,82	55,54	55,54	55,54	55,54	55,54
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	900,17	950,34	929,13	983,86	999,27	1001,88	1001,88	1001,88	1014,93	1113,92	1113,92	1113,92	1113,92	1113,92
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,61	38,04	38,13	41,02	41,71	41,85	41,85	41,85	42,39	43,62	43,62	43,62	43,62	43,62
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	872,57	912,30	891,00	942,84	957,57	960,03	960,03	960,03	972,54	1070,30	1070,30	1070,30	1070,30	1070,30
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	158,88	157,41	157,19	157,83	158,00	158,03	158,03	158,03	158,17	158,17	156,99	156,99	156,99	156,99
Уголь	кгу.т/Гкал	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов															
Мазут	кгу.т/Гкал	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7	169,7
Уголь	кгу.т/Гкал	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	168,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	153,1	161,6	158,0	167,3	169,9	170,3	170,3	170,3	172,5	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9
Мазут	тыс. туг.	153,1	161,6	158,0	167,3	169,9	170,3	170,3	170,3	172,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	208,9	208,9	208,9	208,9	208,9
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	187,5	187,5	187,5	187,5	187,5
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	111,5	117,7	115,0	121,8	123,7	124,0	124,0	124,0	125,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,3	271,3	271,3	271,3	271,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Уголь	тыс. руб./т.	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Затраты на топливо	млн руб.	1633,5	1724,3	1685,9	1785,0	1812,9	1817,6	1817,6	1817,6	1841,2	925,0	925,0	925,0	925,0	925,0
Мазут	млн руб.	1633,5	1724,3	1685,9	1785,0	1812,9	1817,6	1817,6	1817,6	1841,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	925,0	925,0	925,0	925,0	925,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1814,6	1814,4	1814,5	1814,3	1814,2	1814,2	1814,2	1814,2	1814,1	830,4	830,4	830,4	830,4	830,4



### **7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, 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 конкурентно 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.

### **7.8 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 367,7 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 предназначалась к использованию в качестве промышленно-отопительной: установка 11 паровых котлов была необходима для обеспечения промышленных потребителей тепловой энергии в виде пара. В настоящее время все крупные потребители пара от котельной прекратили свое потребление на производство. В 2019 году подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла не более 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.

### **Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная» и котельной «Роста»**

В соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении», для потребителей котельной «Северная» предусмотрен переход на закрытую схему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2022 года. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%. В рамках реализации данного перехода предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 схемы теплоснабжения).

В 2022 году на котельную «Северная» планируется переключить существующую тепловую нагрузку котельной «Роста» в размере 30,363 Гкал/ч. Такое переключение позволит котельную «Роста» вывести из эксплуатации.

Исходя из этого, в рамках 1 сценария развития, для котельной «Северная» следует предусматривать максимально возможный вывод паровой части, и замещение ее водогрейной мощностью:

**В 2023 году** – планируется вывести из эксплуатации и демонтировать паровые котлы ДКВР-25/13. Демонтаж данных котлов позволит освободить котловые ячейки для установки трех мазутных паровых котлов ДКВР-10/13 в последующие годы.

**В 2024 году** – выполнение проектно-сметной документации на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

**В 2025 году** - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2,4. 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 2026 году** – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод и демонтаж парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11. Выполнение проектно-сметной документации на установку двух новых котлов Eurotherm-58 и одного парового котла ДКВР-10/13.

**В 2027 году** – ввод в работу водогрейный котел Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Вывод и демонтаж паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №12-13. Помимо этого, устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3.

**В 2028 году** – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 7.33.

### **Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельной «Северная», Восточной котельной и котельной «Роста»**

В 2026 году должно быть принято решение о строительстве на новом месте новой угольной котельной «Северная-Восточная», с объединением зон ныне действующих котельных «Северная», «Роста» и Восточная. И с 2027 года должно быть начато строительство. Срок строительства, согласно КИП, составляет 2 года. Промплощадка новой котельной располагается в кадастровом квартале 51:20:0003186. Суммарная установленная мощность котельной «Северная-Восточная» составит 600 Гкал/ч.

Полноценный переход на новый источник должен состояться в 2028 году.

В связи с этим, до 2028 года на котельной «Северная» предусматриваются сохранение и поддержание в работоспособном состоянии существующего

оборудования, а также выполнение мероприятий необходимых для перехода на закрытую схему ГВС:

**2020-2022 гг.**

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 7 схемы теплоснабжения)

**2022 год**

- Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной «Роста» на котельную «Северная», вывод из эксплуатации котельной «Роста».

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на период разработки Схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 7.34 - 7.35.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки, а также затраты на строительство новой угольной 13.1 текущей Главы.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» (для второго сценария период ее функционирования до 2028 года) представлены в таблицах 7.36 и 7.37.

**Таблица 7.33 Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
2	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
3	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
4	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
7	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
8	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
				ДКВР-10/13	2025	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2025	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ТТ300	2022	51,6 Гкал/ч
4	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2026	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	367,7			317,1		

**Таблица 7.34 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)	-	-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8).	Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5	-	Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14
	Мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС	-	-	-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3	-	
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	367,7	389,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	341,2	379,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Водогрейные котлы	221,2	221,2	237,7	180,0	180,0	137,0	107,0	55,5	25,5
Паровые котлы	120	120	141,6	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	328,1	330,9	366,4	308,3	308,2	265,2	285,2	333,7	303,7
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	151,9	151,9	175,9	181,6	183,2	183,2	183,2	183,2	183,2
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,61	17,07	35,80	36,96	37,28	37,28	37,28	37,28	37,28
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	298,1	300,9	336,4	278,3	278,2	235,2	255,2	303,7	273,7
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	129,6	132,0	124,7	59,7	57,8	14,8	34,8	83,3	53,3
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	43,5	43,9	37,1	21,5	20,8	6,3	13,6	27,4	19,5

**Таблица 7.35 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2 (до 2028 года)**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия	Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС			-	-	-	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	367,7	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	341,2	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3	379,3
Водогрейные котлы	221,2	221,2	237,7	180	180	137	107	55,5	25,5
Паровые котлы	120	120	141,6	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	328,08	330,92	366,38	365,97	365,85	365,85	365,85	365,85	365,85
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	151,86	151,86	175,92	181,62	183,16	183,16	183,16	183,16	183,16
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,61	17,07	35,80	36,96	37,28	37,28	37,28	37,28	37,28
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	298,08	300,92	336,38	335,97	335,85	335,85	335,85	335,85	335,85
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	129,61	132,00	124,66	117,39	115,42	115,42	115,42	115,42	115,42
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	43,48	43,86	37,06	34,94	34,37	34,37	34,37	34,37	34,37

**Таблица 7.36 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС, в том числе:	9,26	164,32	21,64						195,22
Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	4,58	94,57							99,15
Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	1,65	15,61	17,37						34,63
Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	0	0,22	2,15						2,37
Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст №3,5	0	0,21	2,12						2,33
Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст №1,2,3,4	2,01	40,27	0						42,28
Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст. №1,2	0,18	1,82	0						2,00
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 175 кв.	0,115	1,149							1,26
Замена сетевого насоса СН-3 на ЦТП 175 кв.	0,093	0,933							1,03
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 171 кв.	0,113	1,125							1,24
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 203 кв.	0,1	1,002							1,10
Установка трех сетевых насосов на ЦТП 207 кв.	0,322	6,437							6,76
Установка водоподогревателя ГВС (элеваторный узел А. Невского )	0,097	0,97							1,07
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13					5	24			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30					2	50			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58						4	135		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58							4	135	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13							3	12	15,00
<b>Итого по источнику</b>	<b>9,26</b>	<b>164,32</b>	<b>21,64</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>78,0</b>	<b>142,0</b>	<b>147,0</b>	<b>569,22</b>



**Таблица 7.37 Капитальные затраты на мероприятия при реализации сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Мероприятия на источнике по переходу на закрытую схему ГВС, в том числе:	9,26	164,32	21,64						195,22
Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	4,58	94,57							99,15
Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	1,65	15,61	17,37						34,63
Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	0,0	0,22	2,15						2,37
Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст №3,5	0,0	0,21	2,12						2,33
Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст №1,2,3,4	2,01	40,27							42,28
Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст. №1,2	0,18	1,82							2,00
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 175 кв.	0,115	1,149							1,26
Замена сетевого насоса СН-3 на ЦТП 175 кв.	0,093	0,933							1,03
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 171 кв.	0,113	1,125							1,24
Установка двух сетевых насосов на ЦТП 203 кв.	0,100	1,002							1,10
Установка трех сетевых насосов на ЦТП 207 кв.	0,322	6,437							6,76
Установка водоподогревателя ГВС (элеваторный узел А. Невского )	0,097	0,970							1,07
<b>Итого по источнику</b>	<b>9,26</b>	<b>164,32</b>	<b>21,64</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>195,22</b>

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 (до 2028 года) представлены в таблице 7.38.

**Таблица 7.38 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года)**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	175,64	180,86	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,11	13,11	10,27	12,87	13,28	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,61	16,61	16,61	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	639,02	639,02	613,21	718,26	734,71	739,07	739,07	739,07	739,07	739,07	739,07	739,07	739,07	739,07
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46,16	46,16	35,09	43,99	45,41	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79	45,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	588,40	588,40	573,99	669,82	684,84	688,82	688,82	688,82	688,82	688,82	688,82	688,82	688,82	688,82
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	58,47	58,47	58,01	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	529,93	529,93	515,98	597,88	612,91	616,88	616,88	616,88	616,88	616,88	616,88	616,88	616,88	616,88
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	160,9	160,9	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2
Расход условного топлива	тыс. тут.	102,8	102,8	99,5	116,5	119,2	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
Мазут	тыс. тут.	102,8	102,8	99,5	116,5	119,2	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кгу.т/Гкал	174,74	174,74	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32	173,32
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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	75,6	75,6	73,1	85,7	87,6	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
Затраты на топливо	млн руб.	1205,5	1205,5	1166,4	1366,3	1397,6	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9
Мазут	млн руб.	1205,5	1205,5	1166,4	1366,3	1397,6	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9	1405,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2048,8	2048,8	2032,2	2039,8	2040,7	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0	2041,0

### **7.9 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

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

### **7.10 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Расширение зоны действия Мурманской ТЭЦ схемой теплоснабжения не предусматривается.

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

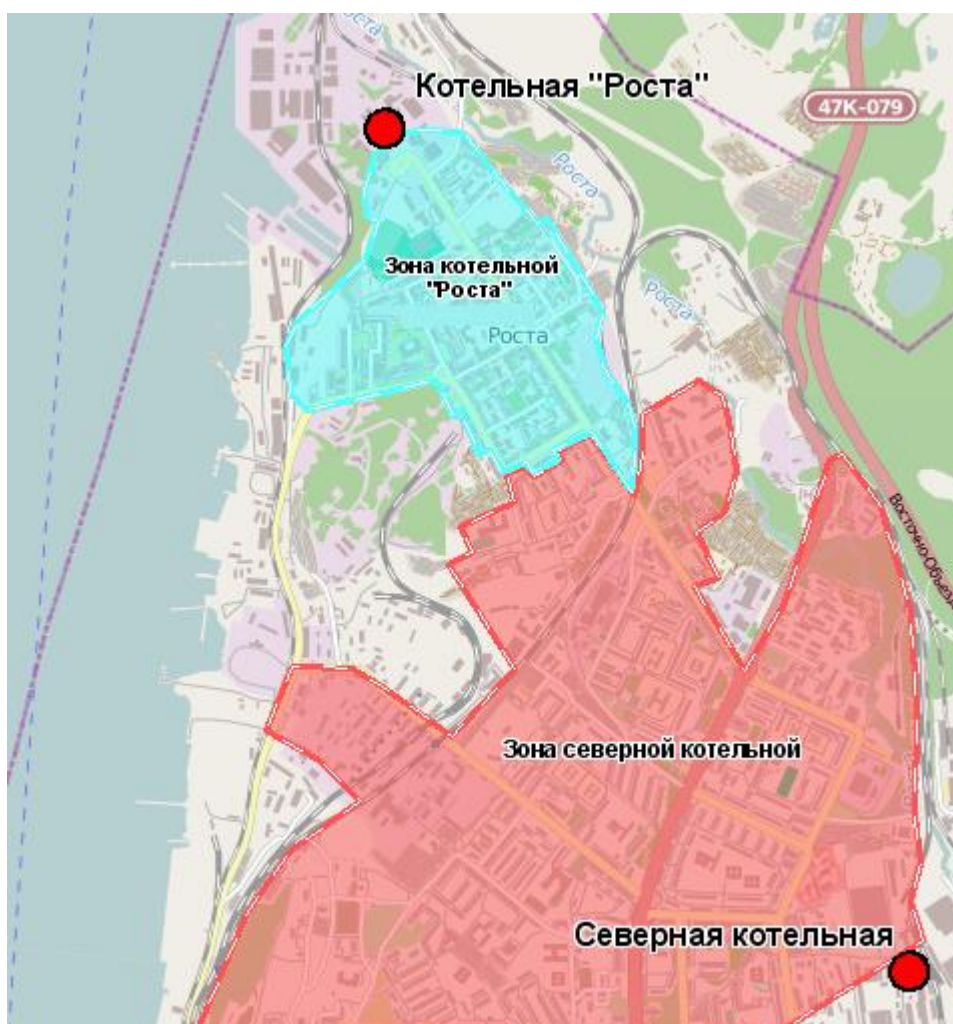
#### **Котельная «Роста»**

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельной «Северная» являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 7.7.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных отличаются друг от друга, так УРУТ на отпуск тепловой энергии за последние 3 года от котельной «Роста» составляет 181,12 кг у.т/Гкал, а котельной «Северная» – 173,87 кг у.т/Гкал. 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.

Также, паровые котлы ГМ-50, установленные на котельной в конце 60-х годов, в настоящее время нуждаются в замене.



**Рисунок 7.7 Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельной «Северная»**

Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная».

В настоящее время на котельной «Северная» существует резерв тепловой мощности в объеме 129,61 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

Балансы тепловой мощности котельных «Северная» и «Роста» приведены в таблице 7.39, из которой видно, что при аварийном выводе из эксплуатации самого мощного котла, на котельной «Роста» образуется дефицит мощности.

**Таблица 7.39 Балансы тепловой мощности котельных**

Наименование	Котельная «Роста»	Котельная «Северная»
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	367,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	55,16	341,19
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	23,29	151,86
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	25,27	298,08
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), Гкал/ч	-2,09	129,61
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), %	-8,26	43,48

Резерв тепловой мощности на котельной «Северная» вполне достаточен для покрытия существующих нагрузок зоны котельной «Роста».

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на котельную «Северная» и затраты на их реализацию приведены в Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

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

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведен в таблицах 7.40 и 7.41.

**Таблица 7.40 Состав оборудования котельной «Роста»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2022 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	30			
4	ГМ-50-14/250	1978	30			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			23,29			

**Таблица 7.41 Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» вне зависимости от Сценарных условий**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»
Собственные нужды источника	Гкал/ч	2,40	2,40	2,75	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,06	4,06	3,99	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	104,83	104,83	106,524	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,45	8,45	9,754	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	96,38	96,38	96,770	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,30	14,30	14,140	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	82,1	82,1	82,630	
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	162,6	162,6	161,2	
Расход условного топлива	тыс. туг.	17,0	17,0	17,2	
Мазут	тыс. туг.	17,0	17,0	17,2	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Мазут	кгу.т/Гкал	176,8	176,8	177,4	
Переводной коэффициент					
Мазут	туг/тнт	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива					
Мазут	тыс. т	12,5	12,5	12,6	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Мазут	тыс. руб./т.	16,1	16,1	16,1	
Затраты на топливо	млн руб.	201,4	201,4	202,9	
Мазут	млн руб.	201,4	201,4	202,9	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2089,5	2089,5	2096,2	

## **Котельная «Северная» и Восточная котельная по 2 сценарию**

Оба рассматриваемые источника – котельная «Северная» и Восточная котельная - используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 356,93 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17%.

Котельная «Северная» в настоящее время имеет резерв располагаемой тепловой мощности, который составляет более 40%, при этом срок службы основного оборудования превышает 45 лет.

Восточная котельная также имеет избыток располагаемой тепловой мощности в 40%, простой негативно сказываются на состоянии неработающих котлоагрегатов. Срок службы основного оборудования превышает 30 лет.

В связи с этим, согласно рекомендациям КИП, для 2 сценария планируется вывести из эксплуатации котельные Восточная и «Северная» с переключением всей подключенной нагрузки (в т.ч. котельной «Роста») на новую угольную котельную «Северная-Восточная».

Согласно оценке эффективности реализации данного проекта, выполненной в рамках КИП, суммарный годовой объем выпадающих доходов по альтернативным существующим источникам составляет 240,8 млн руб., что соответствует 214 руб. на 1 Гкал. Срок возврата инвестиций составит от 8 до 14 лет, в зависимости от выбранной экономической модели проекта.

Предполагаемый срок реализации мероприятия по строительству нового источника и переключению нагрузки от других источников – 2026-2028 гг.

### **7.12 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;
- неэффективности существующей системы теплоснабжения;
- 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 с. 14 ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

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

Существующие потребители, подключенные в надлежащем порядке к централизованным системам теплоснабжения, могут быть переведены на индивидуальное поквартирное теплоснабжение только в случае обоснования в схеме теплоснабжения экономической убыточности (нецелесообразности) теплоснабжения с использованием существующих систем централизованного теплоснабжения.

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.

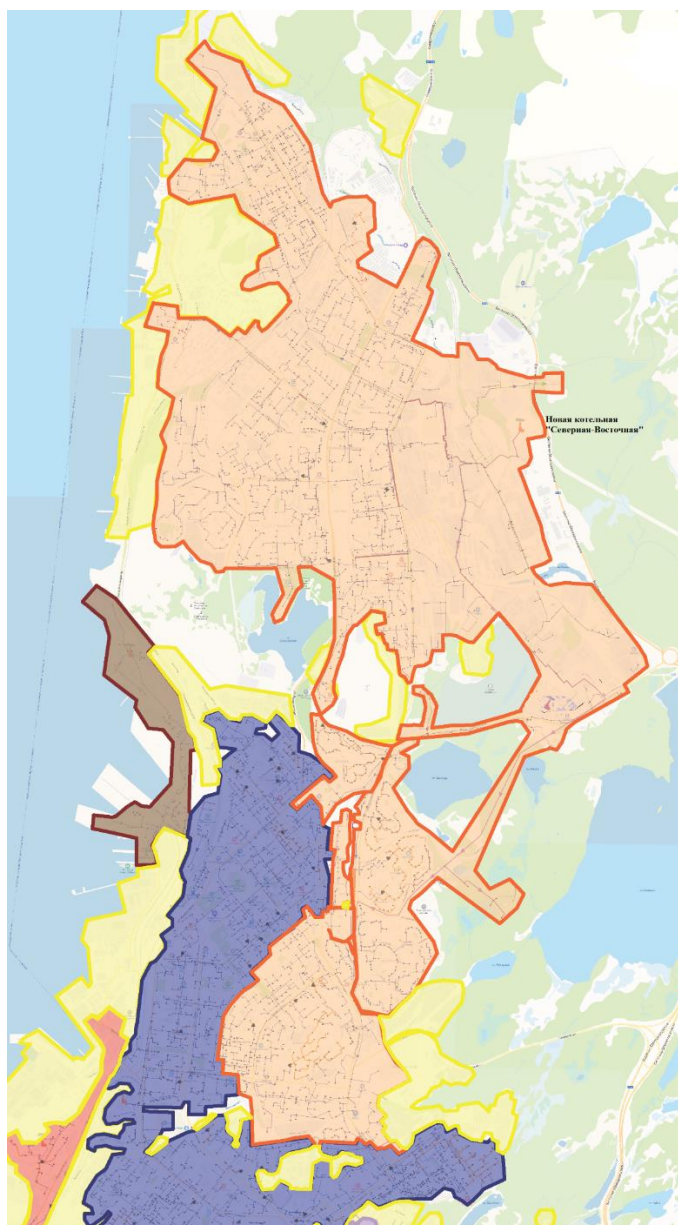


## **7.13 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города**

### **7.13.1 Строительство угольной котельной «Северная-Восточная» (только для 2 сценария)**

Согласно принятому второму сценарию развития системы теплоснабжения города Мурманска, после 2026 года планируется строительство новой угольной котельной «Северная-Восточная» с переключением в 2028 году на нее нагрузки от котельных Восточная и «Северная» (включая нагрузку выводимой в 2022 году котельной «Роста»).

Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная» приведена на рисунке 7.8.



**Рисунок 7.8 Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная»**

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на новую котельную и затраты на их реализацию приведены в Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Состав оборудования котельной приведен в таблице 7.42.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной «Северная-Восточная» и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблицах 7.43 - 7.44.

**Таблица 7.42 Перспективный состав оборудования новой угольной котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2**

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2028	100
5	КВТК-100	2028	100
6	КВТК-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			600,0
Подключенная договорная нагрузка, Гкал/ч			432,2

**Таблица 7.43 Капитальные затраты на строительство котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2027	2028.
Перенос ЛЭП	71,5	
Котельное отделение	981	245
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	1 042	261
Бак запаса воды	13	3
Приборы учета тепла	14	3
ВПУ	70	18
Закрытый расходный склад угля	237	59
Подготовка площадки под строительство	81	20
СМР котельной с дымовой трубой	914	228
Транспортировка оборудования и материалов	27	7
ПИР и экспертиза проекта	136	34
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	64	16
Непредвиденные затраты 3%	671	168
<b>Всего</b>	<b>4 322</b>	<b>1 062</b>

Источник: расчеты ВТИ, ИБ «ФИНИСТ»

**Таблица 7.44 Технико-экономические показатели работы новой угольной котельной «Северная-Восточная»**

Наименование	Единица измерения	2028	2029	2030	2031-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	333,2	359,4	359,4	359,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	40,0	41,0	41,0	41,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1294,3	1398,9	1398,9	1398,9
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	81,00	81,00	81,00	81,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	34,9	34,9	34,9	34,9
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	72,90	72,90	72,90	72,90
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1340,4	1445,0	1445,0	1445,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	54,1	55,7	55,7	55,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1286,3	1389,3	1389,3	1389,3
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	182,4	182,1	182,1	182,1
Расход условного топлива	тыс. туг.	231,2	249,8	249,8	249,8
Уголь	тыс. туг.	231,2	249,8	249,8	249,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	182,4	182,1	182,1	182,1
Переводной коэффициент					
Уголь	туг/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива					
Уголь	тыс. т	300,2	324,5	324,5	324,5
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Уголь	тыс. руб./т.	4,4	4,4	4,4	4,4
Затраты на топливо	млн руб.	1329,9	1437,4	1437,4	1437,4
Уголь	млн руб.	1329,9	1437,4	1437,4	1437,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	992,2	994,7	994,7	994,7

### **7.13.2 Дизельная котельная МУП «МУК»**

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной микрорайона Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учетные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет около 69% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2019 год составила 4879,2 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 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.

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

#### **2024 - 2025 гг.**

- дополнительная установка на котельной двух электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый;
- поэтапная замена установленных дизельных котлов.

#### **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 7.45 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.



Месяц	январь		февраль		март		апрель		май		июнь		июль		август		сентябрь		октябрь		ноябрь		декабрь	
Часы	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч	зона	тариф, руб./кВт*ч
19	пиковая	2,308	пиковая	2,308	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	пиковая	2,308	пиковая	2,308
20	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	пиковая	2,308	пиковая	2,308	полупиковая	1,924
21	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924
22	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924
23	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963	ночная	0,963
Средний тариф ночной и полупиковой зоны, руб./кВт*ч	1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,519		1,519		1,497		1,497	
Число часов ночного и полупикового тарифа, ч	18		18		18		18		18		18		18		18		19		19		18		18	

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.

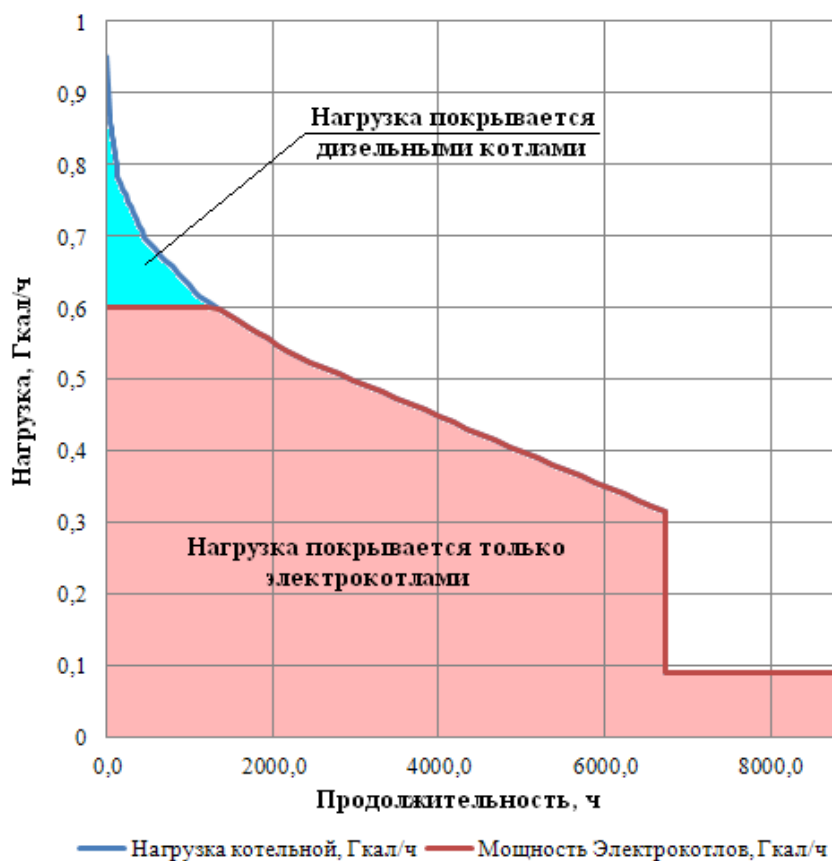
Планируется следующий режим работы котельной:

- 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  $-9^{\circ}\text{C}$ , 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  $-9^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже  $-9^{\circ}\text{C}$  составляет 1350 ч. в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 7.9.

## график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное



**Рисунок 7.9** График Россандера при работе электрокотлов

В качестве нагревательных элементов электрокотлов 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/см<sup>2</sup>, 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 дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 7.46.

**Таблица 7.46 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	2024	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	ТЭН-300	2024	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,95

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

С учетом установки электродкотлов на котельной топливная составляющая в 2025 году составит 2832 руб./Гкал (в ценах 2019 года), что на 42% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 6 млн. рублей. Эффект от экономии ТЭР за период с 2025 по 2031 годы составит 36 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.**

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 7.47.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 7.48.

**Таблица 7.47 Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период разработки Схемы теплоснабжения**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
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%
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Дизель	кгу.т/Гкал	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
Электроэнергия	кгу.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
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,50	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.	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Электроэнергия	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Дизель	кгу.т/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Электроэнергия	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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
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
Расход натурального топлива															
Дизель	тыс. т	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Дизель	тыс. руб./т.	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Затраты на топливо	млн руб.	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09	9,09
Дизель	млн руб.	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	4879,2	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4	2832,4

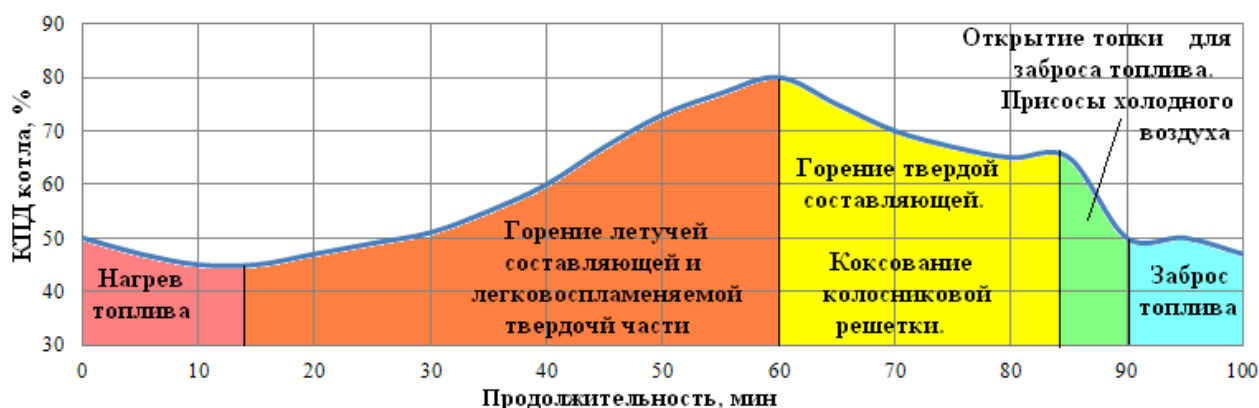
**Таблица 7.48 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Установка двух электроджетов ГЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2024-2025	1200
Замена котла GTE 521	2024	1 232,5
Замена котла GTE 511	2025	982,5
Замена котла GTE 512	2025	982,5
<b>Всего</b>	<b>-</b>	<b>4397,5</b>

### 7.13.3 Угольная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2019 год составят 7,3 млн. рублей, что соответствует 40% НВВ котельной и в 2,4 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной 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 7.10.

**Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей твердого топлива, %**



**Рисунок 7.10 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, предлагаемые для угольной котельной

Учитывая вышеописанное, в рамках сценария развития 1 и 2 схемой теплоснабжения предлагается осуществить строительство новой электрочотельной вместо существующего угольного источника района Дровяное. Мощность нового источника будет составлять 3,12 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 2023-2025 гг.

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.

Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 7.49.

**Таблица 7.49** Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ВКВ-300	2011	0,3 Гкал/ч	-	-	-
2	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
3	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
4	КСВр	2008	0,69 Гкал/ч	КЭВ 1000/10	2025	0,86 Гкал/ч
5	КВр-0,8КБ	2017	0,52 Гкал/ч	КЭВ 1000/10	2025	0,86 Гкал/ч
6	КВс	2011	1,25 Гкал/ч	КЭВ 1600/10	2025	1,4 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,13			3,12
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,928			0,928

Расчет капитальных вложений в мероприятия по строительству новой электрочотельной в районе Дровяное приведен в таблице ниже.

**Таблица 7.50 Расчет капитальных вложений в мероприятия по строительству новой электростанции вместо угольной котельной**

№ п/п	Марка котла	Стоимость котла	Затраты на проектно-изыскательские работы, руб.	Затраты на строительные-монтажные работы, руб.	Затраты на пуско-наладочные работы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	КЭВ 1000/10	3 150 000	315 000	945 000	472 500	1 732 500
2	КЭВ 1000/10	3 150 000	315 000	945 000	472 500	1 732 500
3	КЭВ 1600/10	3 250 000	325 000	975 000	487 500	1 787 500
					Итого	5 252 500
					Итого (с НДС 20%)	6 303 000

Затраты на строительство новой электростанции в 6,3 млн. рублей.

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой электростанции приведены в таблице 7.51.

**Таблица 7.51 Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электростанции в районе Дровяное**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,099	4,099
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,09	0,09
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,02	4,02
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	455,7	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		144,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. тут.	1,9	
	Электроэнергия	тыс. тут.		0,6
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	464,5	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		146,8
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,77	
	Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч		123,0
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,43	
	Электроэнергия	млн. кВт*ч		4,8
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	4,92	
	Электроэнергия	руб./кВт*ч		1,82
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	11,9	
	Электроэнергия	млн руб.		8,73
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	2965,8	
	Электроэнергия	руб./Гкал		2172,0

Таким образом, топливная составляющая новой электростанции составит 2172 руб./Гкал (в ценах 2019 года), что на 27% ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 2 млн. рублей.

Также снижение затрат в тарифной составляющей будет возможно после оптимизации состава персонала нового источника.

**Таблица 7.52 Техничко-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей:	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
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
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%
Уголь	%	100,0%	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%
Электричество		0,0%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	455,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		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. т.т.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Уголь	тыс. т.т.	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	464,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79	146,79
Переводной коэффициент															
Уголь	т.т./т.т.	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Электричество		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															
Уголь	тыс. т	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
Электричество		1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82
Затраты на топливо	млн руб.	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
Уголь	млн руб.	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93							
Электричество									8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2965,8	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0	2172,0



#### 7.13.4 Котельная «Абрам-Мыс» АО «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 7.11.



Рисунок 7.11 Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

Из графика видно, что установленная мощность котельной превышает подключенную нагрузку. Значительная часть мощности является избыточной.

Учитывая вышеописанное, мероприятия, предлагаемые для котельной, должны предусматривать снижение установленной мощности котельной и замену паровых котлов на водогрейные котлы. Для обоих сценариев рассматривается модернизация котельной с переводом на другой вид топлива.

### **Мероприятия для котельной «Абрам-Мыс» по 1 сценарию развития**

Для сценария 1 предполагается использование древесной щепы на котельной, начиная с 2023 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 7.53.

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 «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 7.54. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 1 представлены в таблице 7.55.

**Таблица 7.53 Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс**

<b>Статьи затрат</b>	<b>Затраты, тыс. руб.</b>
Разработка проектной документации (включая изыскания и согласования)	8 500
Государственная экспертиза	2 500
Электрогенерирующее оборудование	-
Котельные агрегаты	54 345
Система химводоподготовки	1 672
Сетевое тепломеханическое 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
<b>Всего</b>	<b>110 000</b>

**Таблица 7.54 Состав оборудования котельной «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	2023	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2023	2,15 Гкал/ч
				КВм-2,5щг	2023	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,31			3,31

**Таблица 7.55 Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,50	0,50	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,002	15,002	15,427	15,427	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658	14,658
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,409	1,409	1,807	1,807	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,593	13,593	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620	13,620
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,821	1,821	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844	1,844
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,772	11,772	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776	11,776
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%
Мазут	%	100,0%	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%
Древесная щепа	%	0,0%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	199,0	199,0	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2
Древесная щепа	кг.т/Гкал	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	178,6
Расход условного топлива	тыс. туг.	2,99	2,99	3,01	3,01	2,74	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
Мазут	тыс. туг.	2,99	2,99	3,01	3,01	1,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	1,31	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	219,6	219,6	221,1	221,1	221,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2
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
Древесная щепа	тут/тнт	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	0,3
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,2	2,2	2,2	2,2	1,1	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	0,0	4,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	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
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
Затраты на топливо	млн руб.	35,2	35,2	35,5	35,5	22,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Мазут	млн руб.	35,2	35,2	35,5	35,5	16,9	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	0,0	5,9	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2587,7	2587,7	2605,9	2605,9	1668,9	861,7	861,7	861,7	861,7	861,7	861,7	861,7	861,7	861,7

## Сценарий 2

За основу сценария 2 принят вариант предложенный КИП, в рамках которого осуществить строительство электростанции «Абрам-Мыс» с технологическим присоединением на уровне напряжения ВН.

Для этого необходимо создание следующей электросетевой инфраструктуры:

- продлить ВЛ-150 кВ Л-219 до ПС 150/35/10 кВ №100 ориентировочной длиной 30 км;
- выполнить реконструкцию ПС 100 с расширением на одну ячейку 150 кВ для подключения Л-219;
- построить новый центр питания 150/20 кВ с установленной мощностью 2х16 МВА;
- новую ПС 150 кВ подключить в разрезку продленной Л-219;
- построить две ВЛ-20 кВ от нового центра питания до микрорайона Абрам-Мыс ориентировочной протяженностью 2х3 км.

Стоимость указанных мероприятий составит 610,81 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств.

Реализация проекта предполагается полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 7.57. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 7.58.

**Таблица 7.56 Требуемые инвестиции в строительство электростанции «Абрам-Мыс», тыс. руб.**

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	610810	0
Котельное отделение	6000	2000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	10000	2000
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1000	0
Электрощитовая с сопутствующей инфраструктурой	3000	1000
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	5000	1000
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	2000	0
Непредвиденные затраты 3%	6000	1000
<b>Всего</b>	<b>646810</b>	<b>9000</b>

**Таблица 7.57 Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КЭВ 2500/6	1981	10 т/ч	-	-	-
2	КЭВ 2500/6	1980	25 т/ч	-	-	-
3	КЭВ 2500/6	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
1				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
2				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
3				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,6
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,31			3,31

**Таблица 7.58 Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,50	0,50	0,50	0,50	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,00	15,00	15,427	15,43	15,43	15,43	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,41	1,41	1,807	1,81	1,81	1,81	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	13,59	13,59	13,620	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62	13,62
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,82	1,844	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,77	11,77	11,776	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78	11,78
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%
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%
Электроэнергия	%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	199,0	199,0	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2	195,2
Электроэнергия	кг.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
Расход условного топлива	тыс. туг.	2,99	2,99	3,01	3,01	3,01	3,01	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
Мазут	тыс. туг.	2,99	2,99	3,01	3,01	3,01	3,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. туг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	219,6	219,6	221,1	221,1	221,1	221,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,19	2,19	2,21	2,21	2,21	2,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	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
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	35,2	35,2	35,5	35,5	35,5	35,5	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Мазут	млн руб.	35,2	35,2	35,5	35,5	35,5	35,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2587,7	2587,7	2605,9	2605,9	2605,9	2605,9	1189,4	1189,4	1189,4	1189,4	1189,4	1189,4	1189,4	1189,4

### 7.13.5 Котельная АО «Завод ТО ТБО»

Котельная АО «Завод 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 АО «Мурманская ТЭЦ».

Для сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования. Сведения по мероприятиям на источнике и капитальные затраты на них представлены в таблице 7.59.

**Таблица 7.59 Состав мероприятий и капитальные затраты на них при реализации сценариев 1 и 2**

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
<b>Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №1, в т.ч.</b>		<b>156,640</b>		
Экономайзер с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		21,740		
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		4,920		
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)		22,900		
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5		23,850		
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС		5,790		
Футеровка котла ДМС.		17,580		
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников 4500шт, ремонтом редукторов К-т 6		31,600		
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения		4,140		
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки		8,920		
Ремонт барабана котла		0,990		
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией		1,960		
ДМС изготовление экономайзерных воронок и провала шнека		1,820		
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов		5,020		
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки		5,410		
<b>Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №2, в т.ч.</b>			<b>166,38</b>	
Экономайзер с заменой коллкторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			21,74	
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			4,92	
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)			22,9	
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5			23,85	
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС			5,79	
Футеровка котла ДМС.			17,58	
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников			31,6	



Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
4500шт, ремонт редукторов К-т 6				
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения			4,14	
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки			8,92	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,32	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			4,02	
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки			5,41	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,82	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			5,02	
Ремонт (замена) воздухопроводов горячего воздуха Р=3,6т			1,45	
<b>Наружные сети водоснабжения, канализации, системы пожаротушения и теплоснабжения, в т.ч.:</b>		<b>53,515</b>		
Замена участка промышленной канализации L=160п/м Ø500		4,805		
Замена участка паропровода Ø273 заменой опор и теплоизоляции L=390п/м		18,23		
Замена участка конденсатопровода Ø133*6 L=390		4,45		
Прокладка участка паропровода Ø465*8 с монтажом опор и теплоизоляции L=390п/м		26,03		
<b>Газоходы и дымовая труба</b>		<b>19,08</b>		
Котел №1 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Котел №2 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Экспертиза безопасности дымовой трубы Н=90п/м		1,2		
<b>Дымососы котлов №1 и №2</b>		<b>9,6</b>		
Изготовление и поставка роторов дымососа Д20*2 с корпусами подшипников к-т.2		5,7		
Монтаж роторов дымососов №1 и №2		2,2		
Ремонт роторов дымососов №1 и №2		1,7		
<b>Частичная замена насосного и различного теплофикационного оборудования котельной</b>		<b>10,802</b>		
Приобретение и замена: сетевых насосов КМ80 2 шт.; подпиточный насос КС12/50 1 шт.; конденсатный насос К-45/30 1 шт.; питательный насос ЦНСГ 60-230 2 шт.		1,082		
Приобретение и замена подогревателей сетевой воды ПП-2-17-7-2 2 шт.; подогревателя химочищенной воды 2 шт.		3,68		
Приобретение и замена комплекта аматуры на котельное оборудование		1,12		
Приобретение и замена подогревателей первичного воздуха на котельные агрегаты №1 и №2		4,92		
<b>Устройство перемычки газоходов между котлами</b>		<b>6,82</b>		
Устройство перемычки газоходов между котлами, проект, монтаж.		6,82		
<b>Резерв средств на непредвиденные расходы и затраты</b>		<b>8,93</b>		
<b>Всего по мероприятиям</b>	<b>0,0</b>	<b>265,384</b>	<b>166,380</b>	<b>0,0</b>

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 7.60 - 7.61.

**Таблица 7.60 Состав оборудования котельной АО «Завод 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»	1986	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»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			54,0	-		54,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			15,41	-		15,41

**Таблица 7.61 Технико-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	113,94	121,99	121,99	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	40,54	40,54	40,54	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	73,40	81,45	81,45	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,45	0,45	0,45	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	72,95	81,00	81,00	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77
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%
Мазут	%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. туг.	15,5	16,2	16,2	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Мазут	тыс. туг.	0,53	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Твердое топливо (ТБО)	тыс. туг.	14,98	15,65	15,65	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	291,3	281,1	281,1	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	209,3	196,9	196,9	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2
Переводной коэффициент															
Мазут	тут/тнг	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнг	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	0,39	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	74,91	78,23	78,23	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
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
Затраты на топливо	млн руб.	15,0	15,9	15,9	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Мазут	млн руб.	7,6	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	7,5	7,8	7,8	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	205,0	195,4	195,4	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7	153,7

### 7.13.6 Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»

Котельная АО «Мурманский морской торговый порт» снабжает тепловой энергией потребителей на территории предприятия. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с проведением ПИР на автоматизацию котлов и деаэраторов.

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости. Перевод котельной на уголь не рассматривается в виду отсутствия свободной площадки.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и капитальные затраты на мероприятия представлены в таблицах 7.62 — 7.64.

**Таблица 7.62 Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДКВР 10/13	1987	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
Водогрейные котлы						
3	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,03	-		14,03
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			4,11	-		4,11

**Таблица 7.63 Технико-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,78	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38	19,38
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,30	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,48	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04	18,04
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,33	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	15,16	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40	16,40
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Мазут	тыс. туг.	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1	176,1
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. т	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./т.	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Затраты на топливо	млн руб.	44,2	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Мазут	млн руб.	44,2	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0	1546,0

**Таблица 7.64 Капитальные затраты на мероприятия, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
ПИР на автоматизацию котлов, деаэраторов	2020	1380,0
<b>Всего</b>		<b>1380,0</b>

**7.13.7 Котельная №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ**

Котельная №22 обеспечивает теплоснабжение объектов Министерства обороны Российской Федерации и 2х муниципальных жилых домов по улице Мохнаткина Пахта района Росляково.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с проведением капитального ремонта паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ.

Для котельной №22 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 7.65 - 7.67. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

**Таблица 7.65 Состав оборудования котельной №22**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КВВА 6/15	1976	3,9 Гкал/ч 6 т/ч	КВВА 6/15	1976	3,9 Гкал/ч 6 т/ч
2	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,3			14,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			2,637			2,637

**Таблица 7.66 Капитальные затраты на мероприятия, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	2020-2021	5000,0
<b>Всего</b>		<b>5000,0</b>

**Таблица 7.67 Технико-экономические показатели работы котельной №22**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	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	0,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9	167,9
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Мазут	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
Переводной коэффициент															
Мазут	туг/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
Затраты на топливо	млн руб.	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
Мазут	млн руб.	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0	2069,0

### 7.13.8 Котельная «Фестивальная»

Котельная «Фестивальная» введена в эксплуатацию 2019 г. На котельной «Фестивальная» установлено 3 водогрейных котла ООО «Энтророс» мощностью по 3 Гкал/ч каждый. Основной вид топлива – мазут.

Вне зависимости от сценариев, для источника предусматривает сохранение существующего оборудования.

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 7.68 - 7.69.

**Таблица 7.68 Затраты на строительство БМК на мазуте, тыс. руб.**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
2	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
3	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			9,0	-		9,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,27	-		3,27



**Таблица 7.69 Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,098	0,098	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,240	0,237	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362	0,362
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	7,77	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437	11,437
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,29	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	7,48	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051	11,051
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,36	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224	1,224
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,12	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827	9,827
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%
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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	154,0	154,00	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10	154,10
Расход условного топлива	тыс. туг.	1,20	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Мазут	тыс. туг.	1,20	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	160,1	159,4	159,48	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5	159,5
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
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	0,88	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90	15,90
Затраты на топливо	млн руб.	14,00	20,59	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Мазут	млн руб.	14,00	20,59	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1871,3	1863,3	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5	1864,5

### **7.13.9 Котельная ТЦ «Росляково – 1»**

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит отпуск потребителям на технологические нужды, нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Тип котельной – отдельно стоящее здание. Котельная принята в эксплуатацию в 2000 году. Основное топливо – мазут (М 100). Резервное топливо - не предусмотрено.

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

На котельной ТЦ «Росляково-1» установлено 6 котлоагрегатов, 4 котлоагрегата ДКВР и 2 ДЕ, срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе к реализации предлагается сценарий, предложенный в КИП, согласно которому вместо существующей предлагается строительство новой котельной на угле.

Установленная мощность новой котельной с учетом существующей и перспективной тепловой нагрузки составит 36,2 Гкал/ч

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 7.70.

Технико-экономические показатели приведены в таблице 7.71.

**Таблица 7.70 Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1», тыс. руб.**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2024	74000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2024	79000
Бак запаса воды	2024	1000
Приборы учета тепла	2024	1000
ВПУ	2024	5000
Закрытый расходный склад угля	2023	18000
Подготовка площадки под строительство	2023	6000
СМР котельной с дымовой трубой	2023	69000
Транспортировка оборудования и материалов	2023	2000
ПИР и экспертиза проекта	2023	10000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2024	5000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2024	300
Непредвиденные затраты	2024	51000
<b>Всего</b>	<b>-</b>	<b>321001</b>

**Таблица 7.71 Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1»**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,42	1,42	1,90	1,90	1,90	1,90	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,94	2,94	2,91	2,91	2,91	2,91	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	86,85	86,85	88,48	88,48	88,48	88,48	89,29	89,29	89,29	89,29	89,29	89,29	89,29	89,29
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,99	4,99	6,67	6,67	6,67	6,67	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	81,87	81,87	81,81	81,81	81,81	81,81	82,56	82,56	82,56	82,56	82,56	82,56	82,56	82,56
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,32	10,32	10,22	10,22	10,22	10,22	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,55	71,55	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59
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%
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%
Уголь	%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	180,5	180,5	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8	174,8
Уголь	кг.т/Гкал	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. туг.	15,7	15,7	15,5	15,5	15,5	15,5	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Мазут	тыс. туг.	15,7	15,7	15,47	15,5	15,5	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Мазут	кг.т/Гкал	191,5	191,5	189,0	189,0	189,0	189,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0	206,0
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
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива															
Мазут	тыс. м3	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Мазут	тыс. руб./м3	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067	16,067
Уголь	тыс. руб./т.	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Затраты на топливо	млн руб.	185,196	185,196	182,709	182,709	182,709	182,709	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684
Мазут	млн руб.	185,196	185,196	182,709	182,709	182,709	182,709	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684	70,684
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2262,1	2262,1	2233,4	2233,4	2233,4	2233,4	856,1	856,1	856,1	856,1	856,1	856,1	856,1	856,1

### **7.13.10 Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное»**

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых и 7 водогрейных. Основным видом топлива является уголь. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 2,947 Гкал/ч и на рассматриваемую перспективу ее значение увеличится на 0,32 Гкал/ч.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии являются затраты на топливо. 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.

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются установка на котельной электрокотлов (сценарий КИП).

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 рамках данного мероприятия необходимо выполнить:

- Реконструкцию котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования;
- Присоединение на уровне напряжения ВН.

Для присоединения котельной по уровню ВН необходимо построить две линии электропередач ВЛ-6 кВ от ПС 97 до котельной ориентировочной длиной 2х2,3 км. Стоимость указанных мероприятий составит 13,28 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств. При анализе эффективности проекта для бюджета учтены указанные затраты.

Реализация проекта предполагается за счет бюджетных средств.

Затраты на закупку электрокотлов и их установку оцениваются в 40,28 млн. рублей.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 7.72.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 7.73.

**Таблица 7.72 Затраты на реконструкцию угольной котельной ТЦ «Росляково Южное», тыс. руб.**

<b>Наименование</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Создание электросетевой инфраструктуры	13280	0
Котельное отделение	4000	1000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	6	2000
Электрощитовая с сопутствующей инфраструктурой	2000	0
СМР котельной с дымовой трубой	3000	1000
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	1000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	1000	0
Непредвиденные затраты 3%	4000	1000
<b>ВСЕГО</b>	<b>35280</b>	<b>5000</b>

**Таблица 7.73 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное»**

Наименование	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,94	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,10	0,10	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,33	0,33	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	9,281	9,281	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251	11,251
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,349	0,349	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,932	8,932	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808	10,808
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,142	1,142	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,790	7,790	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494	7,494
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%
Уголь	%	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%
Электроэнергия	%	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%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	404,48	404,48	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75	319,75
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,75	3,75	3,60	3,60	3,60	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Уголь	тыс. туг.	3,75	3,75	3,60	3,60	3,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. туг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии															
Уголь	кг.т/Гкал	420,3	420,3	332,9	332,9	332,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
Переводной коэффициент															
Уголь	тут/тнт	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
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
Расход натурального топлива															
Уголь	тыс. т	5,21	5,21	5,00	5,00	5,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки															
Уголь	тыс. руб./т.	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43
Электроэнергия	руб./кВт*ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты на топливо	млн руб.	23,10	23,10	22,14	22,14	22,14	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38
Уголь	млн руб.	23,1	23,1	22,1	22,1	22,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2585,9	2585,9	2048,0	2048,0	2048,0	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6	1145,6

#### **7.14 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории муниципального образования город Мурманск не предусмотрена.

#### **7.15 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города**

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

На расчетный срок до 2039 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории МО, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

#### **7.16 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения**

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении»: от 27.07.2010 г.: «Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, рассчитывается как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:



$$T_i^{omэ} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал}$$

где:  $HBB_i^{omэ}$  - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

где:  $HBB_i^{nep}$  - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$Q_i^c$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{kn} = T_i^{omэ} + T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{omэ}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

Все существующие потребители попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, рассчитывается по формуле:

$$T_i^{kn,nn} = \frac{HBB_i^{omэ} + \Delta HBB_i^{omэ}}{Q_i + \Delta Q_i^{nn}} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i + \Delta Q_i^{cnn}}, \text{ руб./Гкал}$$

где:  $HBB_i^{omэ}$  - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -расчетный период регулирования, которая определяется дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов

источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{nn}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

$HVB_i^{nep}$  - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.

$\Delta Q_i^{cnn}$  - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{kn,nn}$ , больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{kn}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{kn,nn}$  меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя

$T_i^{kn}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя  $Q_{сум.ч}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов, то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^n = \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^t} \geq K_{mc}, \text{ лет,}$$

где: ПДС – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством РФ к сферам деятельности субъектов естественных монополий в сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075;

$K_{mc}$  - величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением №40 к Методическим указаниям по

разработке схем теплоснабжения №212 от 05.03.2019г., утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной «Абрам – Мыс», для которой в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается ЦТП, от которого осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

Существующая жилая и социально-административная застройка 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.