



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОБЪЕДИНЕНИЕ ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»**

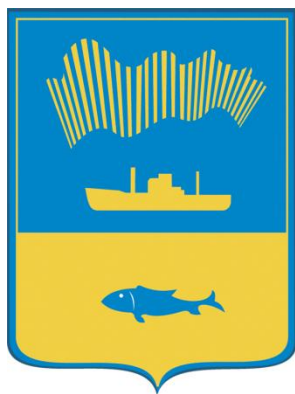
«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «ВНИПИЭнергопром»

Главный инженер

Тутыхин Л.А. _____

«____» _____ 2014 г.



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

Пояснительная записка

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

Состав документа	2
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	5
Перечень принятых сокращений.....	7
Введение	9
Раздел 1 Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах муниципального образования	11
1.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды	11
1.2 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	16
1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя	18
Раздел 2 Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	19
2.1 Радиус эффективного теплоснабжения	19
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	22
2.2.1 Описание существующих зон действия систем централизованного теплоснабжения	22
2.2.2 Описание перспективных зон действия систем централизованного теплоснабжения	23
2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	24
2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии	25
Раздел 3 Перспективные балансы теплоносителя.....	29
3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	29
3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	30
Раздел 4 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	31
4.1 Сценарные условия развития энергетики Мурманской области	31
4.1.1 Сценарий 1: Газификация Мурманской области без опоры на Штокмановское ГКМ	31
4.1.2 Сценарий 2: Газификация г. Мурманска	39
4.1.3 Сценарий 3: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости	41
4.1.4 Сценарий 4: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо	41
4.2 Предложения по строительству новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	43
4.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	44
4.3.1 Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ	45
4.3.2 Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ	48
4.3.3 Мероприятия для Восточной котельной	62
4.3.4 Мероприятия для Южной котельной	68
4.4 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	74
4.4.1 Дизельная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»	74
4.4.2 Угольная котельная п. Дровяное МУП «Мурманская управляющая компания»	83
4.4.3 Котельная п. Абрам-Мыс ОАО «Мурманэнергосбыт»	89
4.4.4 Котельная завода ТО ТБО	97

4.4.5	Котельная ММТП.....	101
4.4.6	Котельная ММРП.....	104
4.4.7	Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Новосельской	109
4.4.8	Котельная Роста.....	113
	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на Северную котельную.	116
4.5	Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно и экономически нецелесообразно.....	117
4.6	Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	117
4.7	Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы	117
4.8	Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.....	118
4.9	Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения	118
	Раздел 5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.....	118
5.1	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	124
5.2	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах муниципального образования под жилищную, комплексную или производственную застройку	126
5.3	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	135
5.4	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных по основаниям, изложенным п. 4.4 настоящего документа	136
5.5	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	141
5.6	Мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей	141
5.6.1	Мероприятия по организации закрытой схемы ГВС в теплопотребляющих установках потребителей	141
5.6.2	Переоборудование теплопотребляющих установок потребителей при изменении режимов работы системы теплоснабжения.....	143
	Раздел 6 Перспективные топливные балансы	143
	Раздел 7 Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	146
7.1	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе	147
7.2	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	150
7.3	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.....	153
	Раздел 8 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)	153
	Раздел 9 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	161
	Раздел 10 Решения по бесхозяйным тепловым сетям	161

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями

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

Термины	Определения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность 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.)

Перечень принятых сокращений

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

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

Введение

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждается вступившим в силу 23 ноября 2009 года Федеральным законом РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т. д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономию тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии, в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

Схема теплоснабжения поселения, городского округа — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Раздел 1 Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах муниципального образования

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей г. Мурманска приведен в Главе 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» (шифр 57-14 ОМ ПСТ 02.00).

1.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие пятилетние периоды

По согласованию с Администрацией г. Мурманска в качестве расчетного элемента территориального деления принят округ. В настоящее время в городе Мурманск насчитывается 3 округа: Ленинский, Первомайский и Октябрьский.

Административное деление г. Мурманска показано на рисунке 1.

Прогноз основан на данных Генерального плана и данных, полученных от Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска. Кроме того, использованы данные о выданных технических условиях на подключение новых объектов к системе централизованного теплоснабжения, предоставленные теплоснабжающими организациями города, данные о социальных объектах, реконструируемых к 100-летию г. Мурманска, данные по сносу ветхого и аварийного жилья.

Прогноз изменения строительных фондов по элементам территориального деления приведен в Приложении 1 «Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления» Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска (шифр 57-14 ОМ ПСТ 02.01).



Рисунок 1 - Схема территориального деления г. Мурманска

Генеральным планом развития г. Мурманска предусматривается увеличение средней жилищной обеспеченности населения общей площадью жилья до 28 кв. м на человека. Причем, согласно Генеральному плану средняя жилищная обеспеченность населения общей площадью жилья в размере 23,3 кв. м на человека сложится уже к 2015 году, когда общий объем жилищного фонда составит 7310 тыс. кв. м общей площади при численности населения 314 тыс. человек. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 5,9 кв. м на человека или 26,7 %.

В таблице 1 представлен общий прирост перспективных площадей по единицам территориального деления. В таблице 2 представлен прирост площадей жилой застройки на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения, в таблице 3 – ОДЗ (общественных зданий), в таблице 4 – прирост площадей нежилой застройки (производственных зданий промышленных предприятий).

По единицам территориального деления произведена оценка убыли существующего фонда за счет сноса ветхих и аварийных построек, результаты представлены в Приложении 1 «Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления» Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска (шифр 57-14 ОМ ПСТ 02.01). В таблице 5 представлены сноса площадей по единицам территориального деления.

В таблице 6 представлены сводные показатели прироста строительных площадей учетом сноса ветхих сооружений.

В Приложении 1 «Прогноз приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления» Главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска (шифр 57-14 ОМ ПСТ 02.01) представлены прогнозы прироста и убыли площадей по единицам территориального деления для следующих категорий сооружений:

- жилая застройка;
- общественно-деловая застройка (общественные здания);
- нежилая застройка (производственные здания).

Табл. 1 Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	5,12	88,705	216,902	318,612	409,302	518,742	559,442
Октябрьский	0,3	67	79,25	161,27	264,83	281,58	294,78
Ленинский	0	60,52	75,72	75,72	76,22	76,22	76,22
Итого	5,42	216,225	371,872	555,602	750,352	876,542	930,442

Табл. 2 Прирост жилых площадей на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	4,87	70,29	171,85	267,56	354,45	463,89	504,59
Октябрьский	0,3	2,05	3,8	16,82	73,38	90,13	93,33
Ленинский	0	40,7	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9
Итого	5,17	113,04	231,55	340,28	483,73	609,92	653,82

Табл. 3 Прирост площадей общественно-деловой застройки на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0	17,7	40,78	46,78	50,58	50,58	50,58
Октябрьский	0	64,95	75,45	144,45	191,45	191,45	201,45
Ленинский	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5
Итого	0	82,65	116,23	191,23	242,53	242,53	252,53

Табл. 4 Прирост промышленных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,25	0,715	4,272	4,272	4,272	4,272	4,272
Октябрьский	0	0	0	0	0	0	0

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Ленинский	0	19,82	19,82	19,82	19,82	19,82	19,82
Итого	0,25	20,535	24,092	24,092	24,092	24,092	24,092

Табл. 5 Снос строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения

Район	Убыль строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	2,64	14,76	22,01	31,34	31,34	31,34	31,34
Октябрьский	0,00	2,07	7,55	10,27	10,27	10,27	10,27
Ленинский	2,70	6,45	12,65	15,97	15,97	15,97	15,97
Итого	5,35	23,28	42,21	57,58	57,58	57,58	57,58

Табл. 6 Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения с учетом сноса

Район	Прирост строительной площади, тыс. м ²						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	2,48	73,95	194,89	287,27	377,96	487,40	528,10
Октябрьский	0,30	64,93	71,70	151,00	254,56	271,31	284,51
Ленинский	-2,70	54,07	63,07	59,75	60,25	60,25	60,25
Итого	0,07	192,94	329,66	498,02	692,77	818,96	872,86

Из представленных данных следует, что наибольшая доля прогнозируемых площадей относится к жилой застройке (68-70% от общего прироста строительного фонда).

1.2 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок на территории г. Мурманска сформирован на основании прогноза перспективной застройки на расчетный период разработки схемы теплоснабжения. Аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен для каждой единицы территориального деления.

В соответствии с п. 16 главы 1 Общие положения «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», утвержденных приказом Минэнерго России №565 и Минрегиона России №667 от 29.12.2012 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»: «Для формирования прогноза теплоснабжения на расчетный период рекомендуется принимать нормативные значения удельного теплоснабжения вновь строящихся и реконструируемых зданий в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» (его актуализации) (далее по тексту – СНиП) и на основании Приказа Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года №262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений» (далее по тексту – Требования энергоэффективности зданий, строений и сооружений).

Прогноз прироста тепловых нагрузок на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения сформирован на основании представленных документов, а также следующих рекомендаций и нормативно-правовых актов:

1) Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. №224 «Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений и сооружений»;

2) ГОСТ Р 54964-2012 «Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости» (Дата введения 01.03.2013 г.);

3) СП 50.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»;

4) СП 131.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

Прирост тепловых нагрузок на территории г. Мурманска на расчетный период в границах единиц территориального деления представлен в таблице 7.

Табл. 7 Приросты тепловых нагрузок на расчетный период, Гкал/ч

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,240	5,214	11,475	15,663	19,288	22,975	24,306
Октябрьский	0,014	7,399	8,452	15,390	21,882	22,457	23,548
Ленинский	0,000	3,268	3,848	3,848	3,894	3,894	3,894
Итого	0,254	15,882	23,774	34,900	45,063	49,326	51,748

Из таблицы 7 следует:

- суммарный прирост тепловой нагрузки на территории г. Мурманска в течение расчетного периода ожидается в объеме 51,75 Гкал/ч;

- наибольший прирост тепловых нагрузок ожидается на территории Первомайского и Октябрьского районов.

Абсолютный прирост тепловых нагрузок по видам теплоснабжения на расчетный период в границах районов представлен в таблицах 8, 9.

Табл. 8 Прогнозируемый прирост потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции на расчетный период, Гкал/ч

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,201	4,472	9,700	13,183	16,212	19,249	20,340
Октябрьский	0,011	6,527	7,436	13,453	19,045	19,519	20,454
Ленинский	0,000	2,718	3,194	3,194	3,234	3,234	3,234
Итого	0,213	13,718	20,330	29,830	38,491	42,002	44,028

Табл. 9 Прогнозируемый абсолютный прирост потребления тепловой мощности на нужды ГВС на расчетный период, Гкал/ч

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,039	0,742	1,775	2,479	3,076	3,726	3,967
Октябрьский	0,002	0,872	1,016	1,937	2,837	2,937	3,094
Ленинский	0,000	0,550	0,654	0,654	0,660	0,660	0,660
Итого	0,042	2,164	3,445	5,070	6,572	7,323	7,720

Из таблиц 8, 9 следует:

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции от величины суммарного прироста потребления тепловой мощности составит 85,1%;

- доля прироста потребления тепловой мощности на нужды ГВС составит 14,1%.

Результаты расчета прироста объемов потребления теплоносителя на расчетный период разработки схемы теплоснабжения по элементам территориального деления по видам теплоснабжения представлены в таблицах 10, 11.

Табл. 10 Прогнозируемый прирост потребления теплоносителя на нужды отопления и вентиляции, т/ч

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	7,7	76,2	171,3	241,9	293,9	361,9	398,2
Октябрьский	0,5	108,8	125,0	202,7	283,7	302,7	321,0
Ленинский	0,0	72,4	80,3	80,3	81,0	81,0	81,0
Итого	8,1	257,4	376,6	524,9	658,6	745,6	800,2

Табл. 11 Абсолютный прогнозируемый прирост потребления теплоносителя на нужды ГВС, т/ч

Район	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	1,0	13,0	31,7	44,5	54,9	67,7	73,2
Октябрьский	0,1	14,7	17,2	32,6	47,9	50,4	53,5
Ленинский	0,0	11,3	13,1	13,1	13,2	13,2	13,2
Итого	1,0	39,0	62,0	90,2	115,9	131,2	139,8

1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя

По результатам сбора исходных данных проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара не выявлено.

По данным Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска предусмотрено строительство жилых зданий и сооружений различного назначения. Однако, более точная информация о количестве

предприятий, планирующих использование тепловой энергии для технологических целей, отсутствует.

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии города.

Как правило, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия устанавливают собственный источник тепловой энергии, который работает для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

Раздел 2 Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей приведены в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 04.00).

2.1 Радиус эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 ФЗ №190 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».

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

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

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

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

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

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

На территории г. Мурманска функционируют 10 систем централизованного теплоснабжения.

Зональные характеристики объектов теплоснабжения от источников тепловой энергии, а также результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения представлены в таблице 12.

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

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

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

Табл. 12 Результаты расчета радиусов оптимального и предельного теплоснабжения для источников централизованного теплоснабжения

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная нагрузка потребителей	Среднее число абонентов на 1 км ²	Теплоплотность района	Радиус оптимального теплоснабжения	Предельный радиус действия тепловой сети
		Гкал/ч	шт./км ²	(Гкал/ч·км ²)	км	км
1	Мурманская ТЭЦ	273,2	232,43	47,5	2,84	6,61
2	Южная котельная	287,9	131,13	40,9	2,62	11,19
3	Восточная котельная	153,1	203,49	43,6	2,08	8,25
4	Северная котельная	195,7	139,02	28,1	1,88	4,43
5	Котельная п. Абрам-Мыс, ЦТП	3,929	206,95	35,4	0,55	0,82
6	Котельная Роста	27,54	556,96	35,7	1,07	2,28
7	Котельная ММРП, ЦТП ул. Фестивальная	16,55	336,73	168,9	0,10	0,31
8	Котельная ММРП, ЦТП ул. Новосельская	17,55	379,75	222,2	0,09	0,27
9	Котельная ММТП	13,24	305,97	36,2	1,10	2,38
10	Угольная котельная МУК	0,928	57,58	17,8	0,37	0,88
11	Дизельная котельная МУК	0,950	163,92	31,1	0,43	0,95

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

Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной ОАО «ММРП». Отпуск тепловой энергии потребителям с горячей водой

осуществляется из 2 ЦТП. При этом тепловая энергия к ЦТП поступает с паром по паропроводам протяженностью свыше 1,5 км, что не оправдано с технической и экономической точек зрения. Для сокращения совокупных затрат на производство и передачу тепловой энергии, в данной системе теплоснабжения необходимо рассмотреть переключение существующих потребителей на теплоснабжение от иных источников тепловой энергии.

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

2.2.1 Описание существующих зон действия систем централизованного теплоснабжения

В настоящее время на территории г. Мурманска действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 11 источников теплоснабжения, в том числе источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - Мурманская ТЭЦ. Также на территории города находится уникальное предприятие – завод по переработке твердых бытовых отходов, на котором установлены мусоросжигательные котлы, способные вырабатывать тепловую энергию.

Централизованным теплоснабжением обеспечено более 90 % потребителей жилищного фонда.

Централизованное теплоснабжение потребителей осуществляется от следующих источников:

- **Мурманская ТЭЦ** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Шмидта, 14, снабжает тепловой энергией потребителей всех трех округов;
- **Южная котельная** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Фадеев Ручей, 7, обеспечивает тепловой энергией потребителей Первомайского округа;
- **Восточная котельная** расположена по адресу г. Мурманск, ул. Домостроительная, 24 и является источником тепловой энергии для Ленинского и Октябрьского округов;
- **Котельная «Северная»** расположена в Ленинском округе и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского округа и промышленной зоны;

- **Котельная «РОСТа»** располагается на севере Ленинского округа, снабжает тепловой энергией потребителей микрорайона «РОСТа» Ленинского округа;
- **Котельная поселка Абрам-Мыс** снабжает тепловой энергией потребителей микрорайона Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска;
- **Котельная ММРП** расположена по адресу г. Мурманск, Рыбный порт, Южные причалы и снабжает тепловой энергией потребителей промышленной зоны морского порта и ряд жилых зданий;
- **Угольная котельная и Дизельная котельная** снабжают тепловой энергией микрорайон Дровяное, где и расположены;
- **Завод ТО ТБО** поставляет пар на Восточную котельную ОАО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная ММТП** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории ОАО ММТП; теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в приложении Л к Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 01.00).

2.2.2 Описание перспективных зон действия систем централизованного теплоснабжения

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается перевод части потребителей на теплоснабжение от Восточной котельной.

Влияние данного мероприятия на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»

обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 г. (шифры 57-14 ОМ ПСТ 06.00 и 57-14 ОМ ПСТ 07.00 соответственно).

2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

В настоящее время автономные источники тепловой энергии имеются у ряда объектов, расположенных в промышленных зонах на территории города. Кроме того, теплоснабжение от индивидуальных источников осуществляется на нужды индивидуальной жилой застройки (индивидуальные и малоэтажные здания).

В разделе 2.2 Главы 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 06.00) представлены условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

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

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

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

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

наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

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

Учитывая сложный рельеф местности на территории города, схемой теплоснабжения предполагается использование индивидуальных источников тепловой энергии в зонах малоэтажной, индивидуальной застройки, а также для социально-административных зданий, расположенных в данных зонах.

Согласно данным Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска наряду со строительством многоэтажного жилого фонда планируется строительство малоэтажной и индивидуальной жилой застройки. Ориентировочные приросты тепловых нагрузок в зонах действия индивидуальных источников тепловой энергии представлены в таблице 13.

Табл. 13 Приросты тепловых нагрузок в зоне действия индивидуальных источников тепловой энергии

Район	Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч						
	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2029
Первомайский	0,222	0,489	1,487	2,328	2,629	3,957	4,961
Октябрьский	0,014	0,093	0,159	0,226	0,442	1,017	1,311
Ленинский	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Итого	0,236	0,581	1,646	2,554	3,071	4,974	6,272

2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников.

В таблице 14 представлены балансы существующей тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности «нетто» в каждой из выделенных зон действия источников на каждый год расчетного периода.

Табл. 14 Баланс существующей тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности «нетто» в каждой из выделенных зон действия источника по этапам на период 2029 г.

№ п/п	Наименование	ТСО	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Мурманская ТЭЦ	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	273,3	284,4	287,9	290,4	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6	294,6
			Тепловая нагрузка на коллекторах	298,8	310,0	313,4	316,0	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1	320,1
			Располагаемая тепловая мощность	260,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0	271,0
			Тепловая мощность "нетто"	213,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1	224,1
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	-85,7	-85,8	-89,3	-91,8	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0	-96,0
2	Южная котельная	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	287,9	289,9	292,8	294,4	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
			Тепловая нагрузка на коллекторах	315,5	317,5	320,5	322,0	323,1	323,6	324,1	324,6	325,1	325,4	325,8	325,8	325,8	325,8	325,8	325,8
			Располагаемая тепловая мощность	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0
			Тепловая мощность "нетто"	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9	438,9
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	123,4	121,4	118,4	116,9	115,8	115,3	114,8	114,3	113,8	113,5	113,2	113,2	113,2	113,2	113,2	113,2
3	Восточная котельная	ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	153,1	153,1	153,1	159,2	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	163,6	164,4
			Тепловая нагрузка на коллекторах	169,1	169,1	169,1	175,3	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	180,4
			Располагаемая тепловая мощность	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	390,0	390,0
			Тепловая мощность "нетто"	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	374,8	374,8
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	221,1	221,1	221,1	214,9	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	210,6	209,8
4	Котельная «Северная»	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	195,7	196,4	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0	197,0
			Тепловая нагрузка на коллекторах	216,4	217,2	217,7	217,7	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8	217,8
			Располагаемая тепловая мощность	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7	367,7
			Тепловая мощность "нетто"	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4	348,4
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	132,0	131,2	130,7	130,7	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
5	Котельная пос. Абрам-Мыс	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
			Тепловая нагрузка на коллекторах	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
			Располагаемая тепловая мощность	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
			Тепловая мощность "нетто"	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
6	Котельная Роста	ОАО "МЭС"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
			Тепловая нагрузка на коллекторах	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
			Располагаемая тепловая мощность	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7
			Тепловая мощность "нетто"	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
7	Котельная ММРП	ОАО "ММРП"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
			Тепловая нагрузка на коллекторах	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	19,4	19,4
			Располагаемая тепловая мощность	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
			Тепловая мощность "нетто"	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2
8	Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
			Тепловая нагрузка на коллекторах	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
			Располагаемая тепловая мощность	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
			Тепловая мощность "нетто"	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4

№ п/п	Наименование	ТСО	Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Угольная котельная пос. Дровяное	МУП "МУК"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	0,9	0,9
			Тепловая нагрузка на коллекторах	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
			Располагаемая тепловая мощность	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
			Тепловая мощность "нетто"	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
10	Дизельная котельная пос. Дровяное	МУП "МУК"	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	0,9	0,9
			Тепловая нагрузка на коллекторах	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
			Располагаемая тепловая мощность	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
			Тепловая мощность "нетто"	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
11	Котельная завода ТО ТБО	ОАО «Завод ТО ТБО»	Тепловая нагрузка внешних потребителей	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	15,4	15,4
			Тепловая нагрузка на коллекторах	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
			Располагаемая тепловая мощность	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2
			Тепловая мощность "нетто"	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
	ИТОГО по г. Мурманску		Тепловая нагрузка внешних потребителей	973,1	986,9	993,9	1004,2	1013,8	1014,4	1014,9	1015,4	1015,8	1016,2	1016,5	1016,5	1016,5	1016,5	1016,5	1017,3
			Тепловая нагрузка на коллекторах	1072,7	1086,5	1093,6	1103,8	1113,4	1114,0	1114,5	1115,0	1115,5	1115,8	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,1	1116,9
			Располагаемая тепловая мощность	1726,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1	1737,1
			Тепловая мощность "нетто"	1603,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3
			Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	530,6	527,8	520,8	510,6	500,9	500,4	499,9	499,4	498,9	498,6	498,2	498,2	498,2	498,2	498,2	497,4

Раздел 3 Перспективные балансы теплоносителя

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска (шифр 57-14 ОМ ПСТ 05.00).

3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

В ходе сопоставления нормативных и фактических потерь теплоносителя в существующих системах транспорта тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, было выявлено, что фактические потери теплоносителя в тепловых сетях не превышают нормативные потери теплоносителя, рассчитанные в соответствии с существующими характеристиками тепловых сетей. Несмотря на соответствие фактических и нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в существующих системах теплоснабжения может быть выполнен ряд организационных и технических мероприятий. К организационным мероприятиям следует отнести составление планов и проведение энергетического аудита и энергетического обследования тепловых сетей на предмет выявления наибольших потерь теплоносителя в тепловых сетях.

Для снижения коммерческих потерь теплоносителя рекомендуется оснащение приборами учета потребителей тепловой энергии и ЦТП.

Для снижения потерь теплоносителя при транспортировке тепловой энергии потребителям рекомендуются следующие мероприятия:

1) Проведение мероприятий по снижению аварийности на тепловых сетях в соответствии с Главой 9 «Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения».

2) Перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций.

3) Применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов.

4) Применение для наружных сетей ГВС трубопроводов с высокой

коррозионной стойкостью (в т. ч. полимерных трубопроводов).

5) Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей

6) Реконструкция ВПУ котельных с оснащением их системами обескислороживания.

Перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети с учетом увеличения нормативных расходов теплоносителя приведены в Приложениях 1, 2 (шифры 57-14 ОМ ПСТ 05.01 и 57-14 ОМ ПСТ 05.02) к Главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска

3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

В соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»):

«Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения».

Требуемые объемы аварийной подпитки тепловых сетей на расчетный период разработки схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в Приложениях 1, 2 (шифры 57-14ОМПСТ 05.01 и 57-14 ОМ ПСТ 05.02).

Раздел 4 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

4.1 Сценарные условия развития энергетики Мурманской области

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

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

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

Наиболее вероятны следующие сценарии развития энергетики региона:

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

4.1.1 Сценарий 1: Газификация Мурманской области без опоры на Штокмановское ГКМ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Проект завода СПГ в Архангельске – предложен администрацией Архангельской области. Завод небольшой мощности должен обеспечить топливом национальный парк «Русская Арктика». В настоящее время инвестор и сроки реализации данного проекта не определены. Транспортировка СПГ от Архангельска до Мурманской области может осуществляться северным морским путем на расстояние 800 км.

Вероятность реализации проектов представлена в таблице 15.

Табл. 15 Вероятность реализации проектов

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

Схема транспортировки СПГ от терминалов до Мурманской области представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Варианты доставки СПГ в Мурманскую область

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

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

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

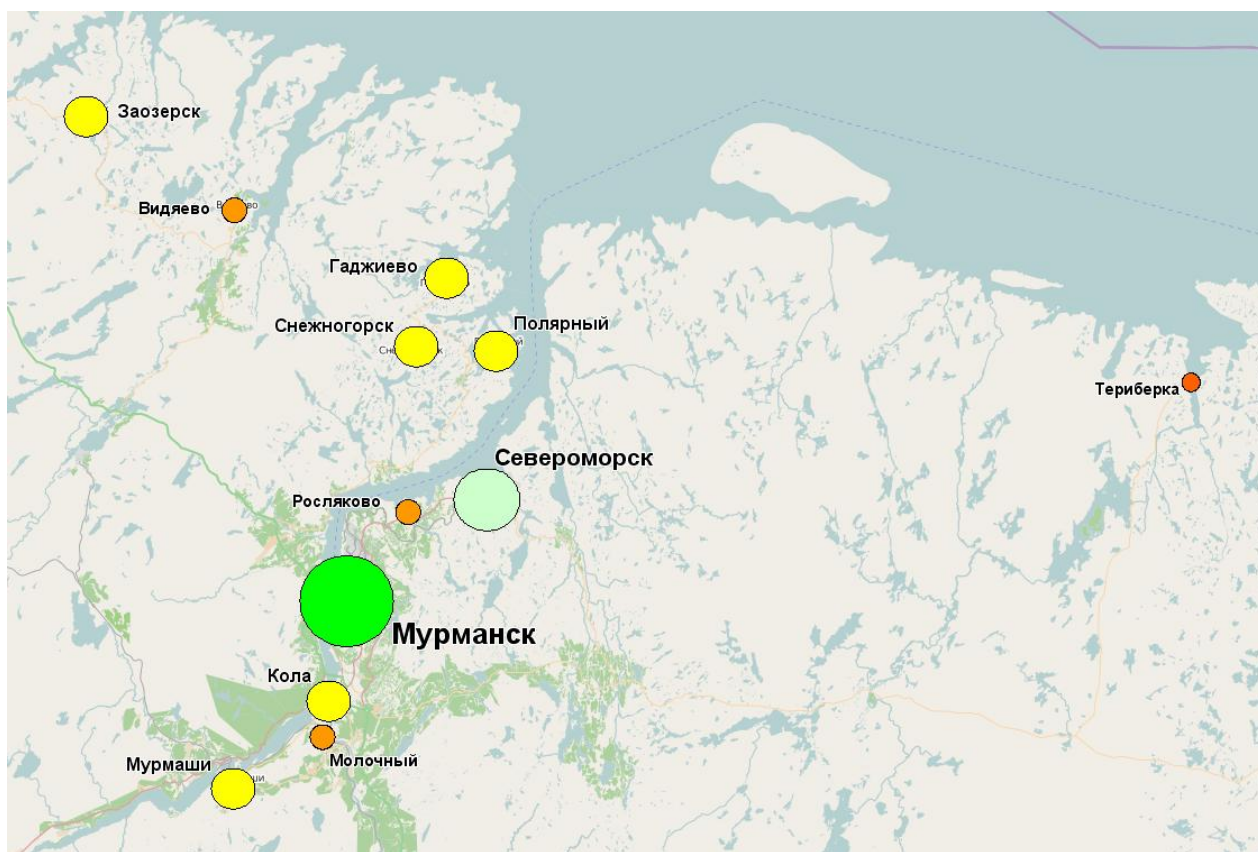


Рисунок 3 - Расположение п. Видяево и п. Териберка относительно г. Мурманска

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

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

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

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

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

Схема газификации Мурманска по данному сценарию представлена на рисунке 4.

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

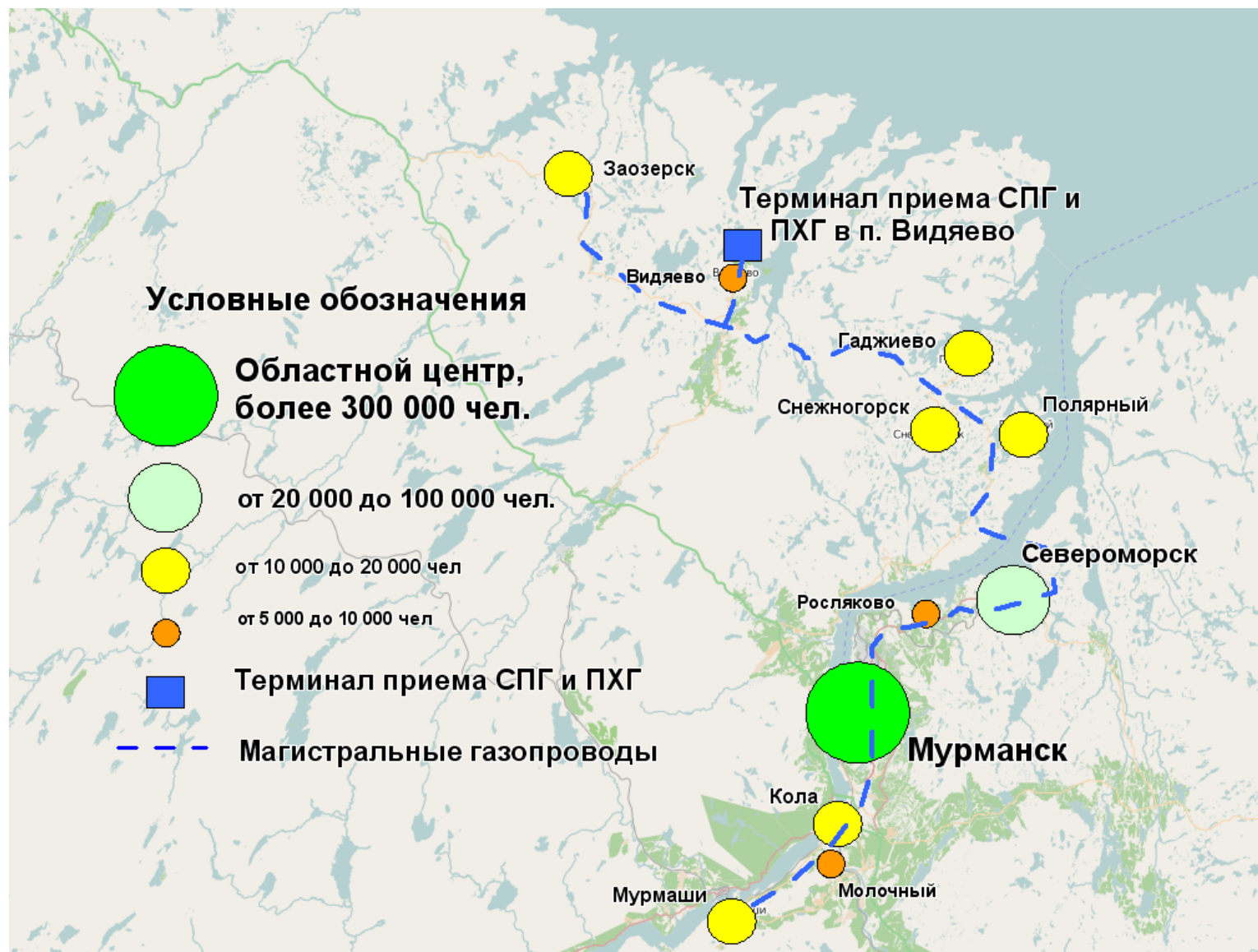


Рисунок 4 - Схема газификации Мурманска по сценарию 1

4.1.2 Сценарий 2: Газификация г. Мурманска

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

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

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

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

Схема газификации Мурманска по данному сценарию представлена на рисунке 5.

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

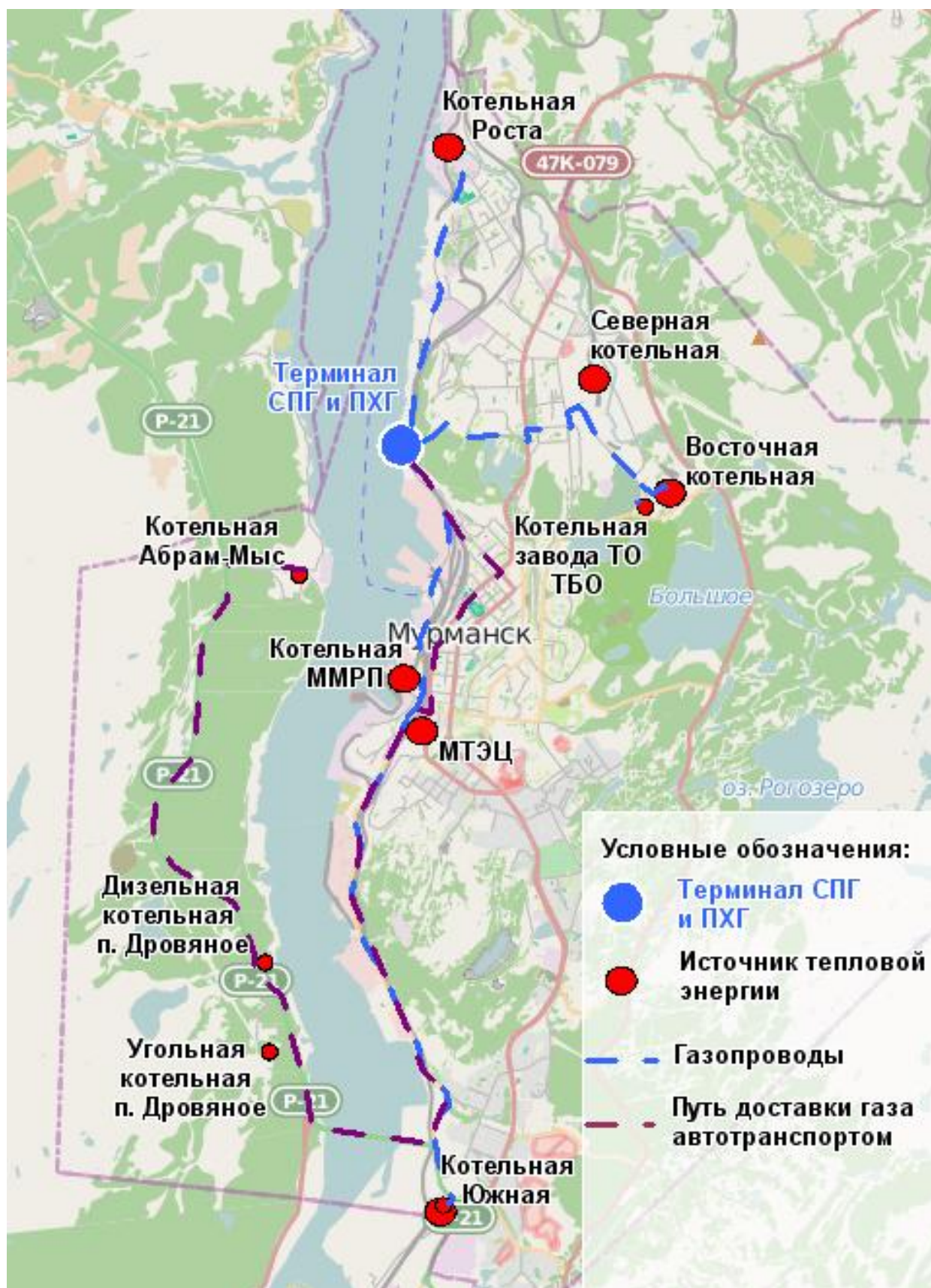


Рисунок 5 - Схема газификации источников тепловой энергии на территории Мурманска

4.1.3 Сценарий 3: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости

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

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

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

4.1.4 Сценарий 4: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо

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

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

Снабжение твердым топливом г. Мурманска должно осуществляться водным путем.

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

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

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

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

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

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

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

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

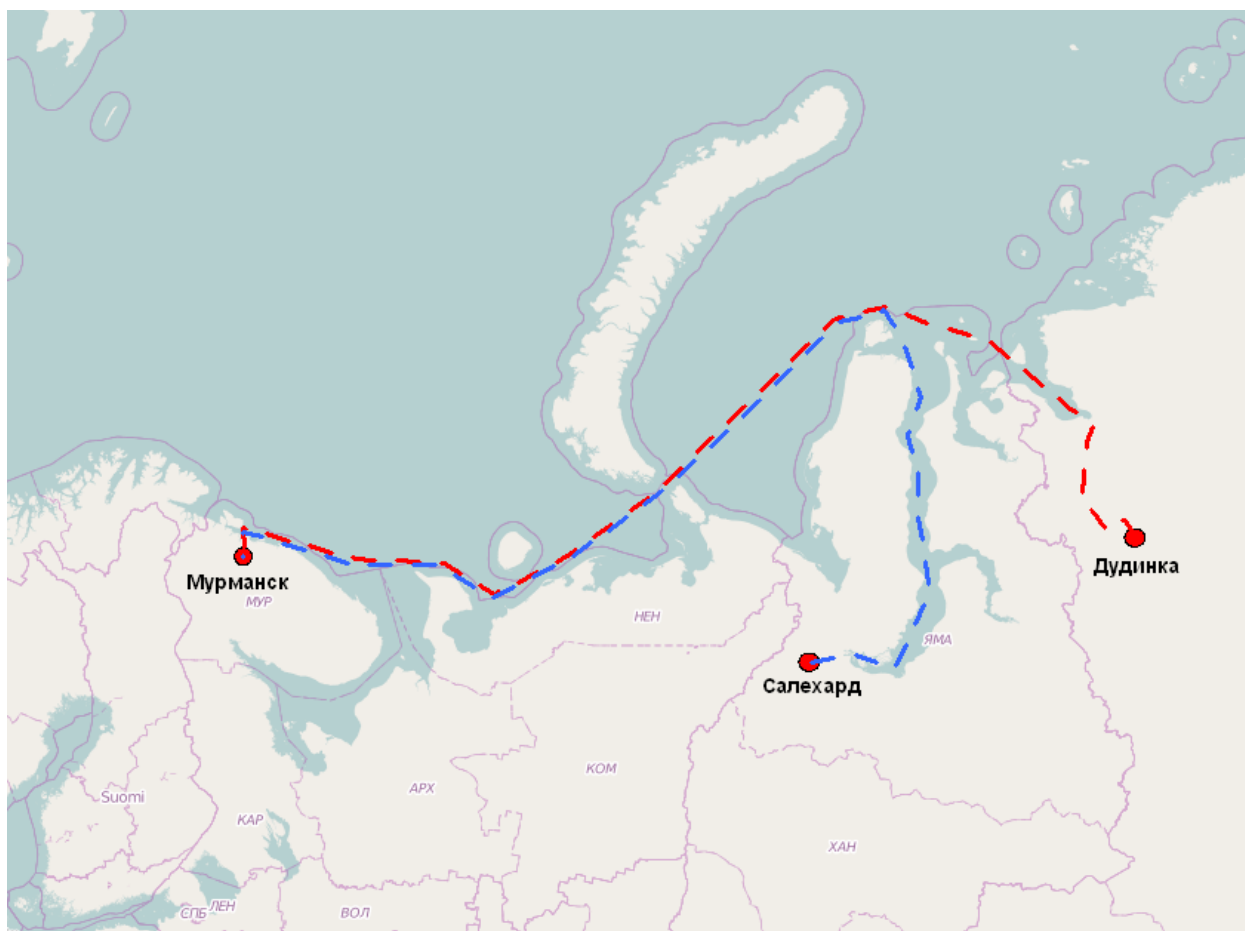


Рисунок 6 - Схема доставки угля

4.2 Предложения по строительству новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального образования, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

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».

На основании постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана «Схема и программа развития Единой

энергетической системы России на 2013 – 2019 годы», разработчиком которой является ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС».

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

Вышеописанные документы не предусматривают строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории г. Мурманска. Таким образом, нормативная база, необходимая для предложения нового источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии отсутствует.

В проекте Схемы теплоснабжения г. Мурманска строительство новых источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не предусматривается.

Строительство новых групповых котельных на вновь осваиваемых территориях схемой теплоснабжения не предусматривается. На территориях для которых отсутствует возможность обеспечения тепловой энергией от существующих источников предполагается строительство индивидуальных жилых домов и малоэтажных жилых домов блокированного типа (таунхаусов). Теплоснабжение такой застройки предполагается осуществлять от индивидуальных источников тепловой энергии, основным топливом которых будет являться газ (при условии возможности обеспечения источников газообразным топливом).

4.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

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

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

4.3.1 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 раздельным способом.

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

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 16

Табл. 16 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг_{у.т}/Гкал

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

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

В таблице 17 приведены данные о расходе топлива по источникам ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 год.

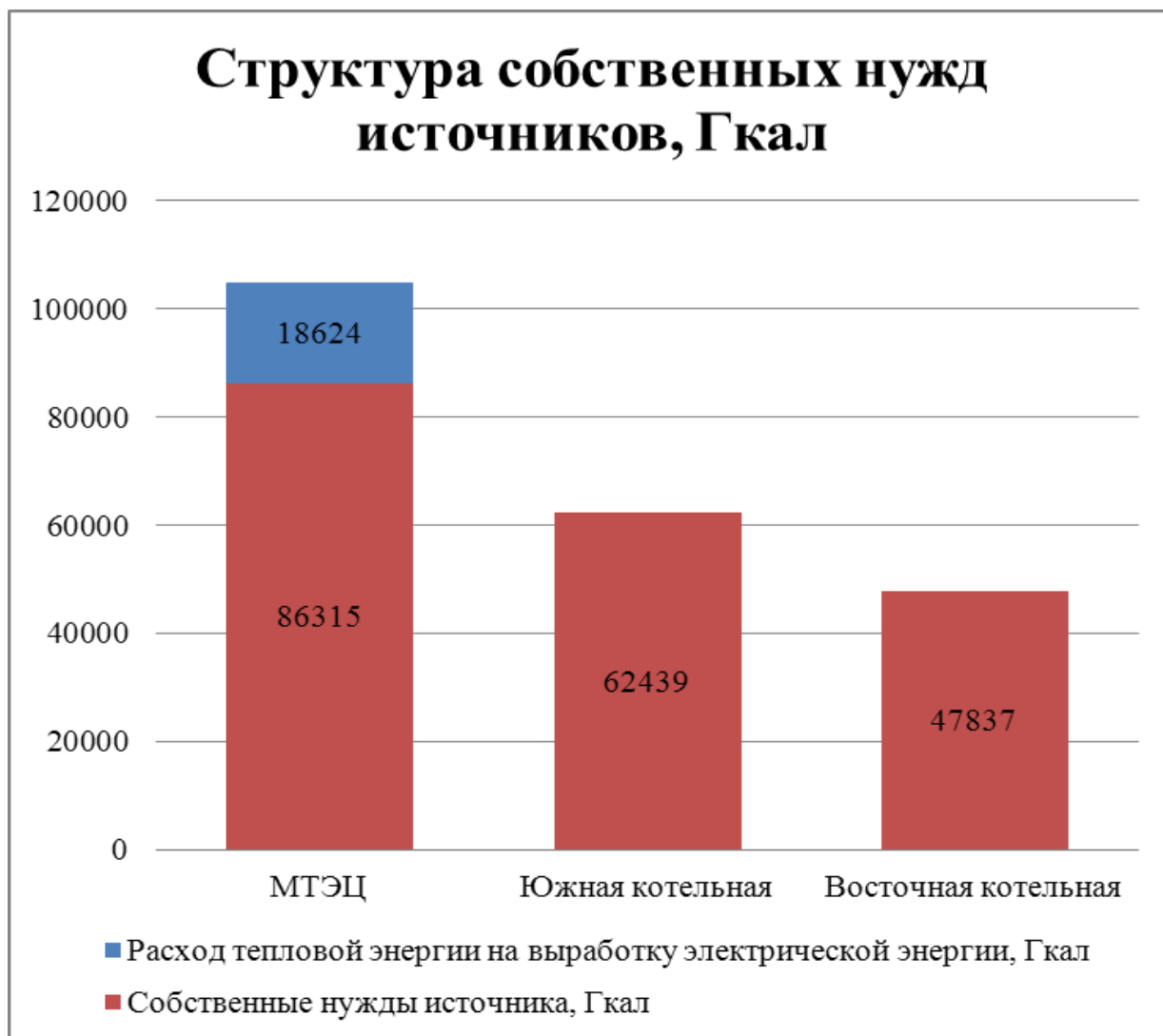
Графически структура собственных нужд представлена на рисунке 7.

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 7,0% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется значительным расходом тепловой энергии на собственные нужды.

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

Табл. 17 Показатели работы источников ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

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

**Рисунок 7 - Структура собственных нужд источников**

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 17,7% собственных нужд МТЭЦ. Отказ от собственной генерации на Мурманской

ТЭЦ позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии до 177,1 кг_{у.т}/Гкал.

В таблице 18 приведены данные об объемах потребления электрической энергии в 2013 году и затрат на ее покупку.

Табл. 18 Электропотребление на собственные нужды ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2013 г.

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

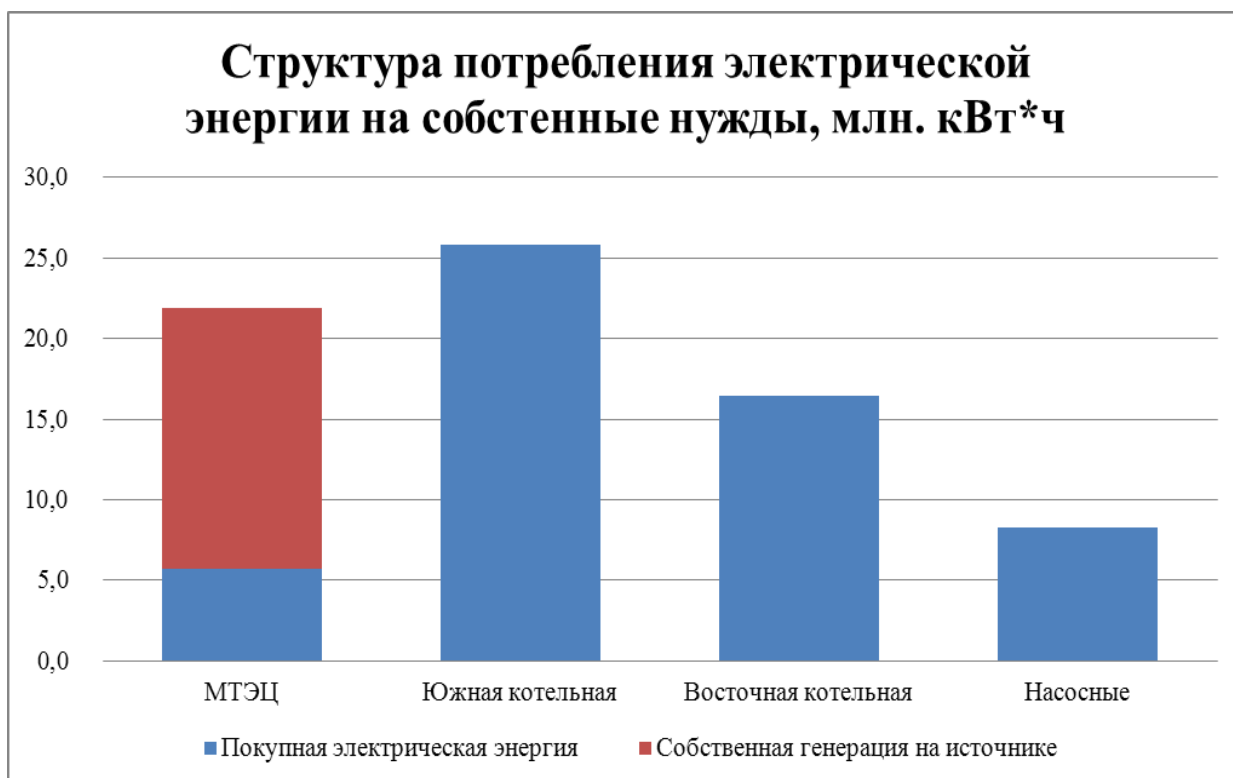


Рисунок 8 - Структура потребления электрической энергии на СН

Табл. 19 Показатели эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ за 2013 г.

Наименование	Единица измерения	Величина
Производство электрической энергии	тыс. кВт*ч	16127,4
Расход топлива на производство электрической энергии	тут	156,8

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

В таблице 19 представлены показатели эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ за 2013 год. Как видно из таблицы, удельный расход топлива на производство электрической энергии на Мурманской ТЭЦ составляет 191,14 г.у.т./кВт*ч. Стоимость мазута в пересчете на условное топлива составляет 10,6 тыс.руб./т.у.т. Топливная составляющая в себестоимости производимой электрической энергии составила 2,03 руб./кВт*ч, что на 17% выше среднегодового тарифа на покупку электроэнергии из энергосистемы.

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

4.3.2 Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

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

Мероприятия для Сценария 1 и 2

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

К 2019 году котельное оборудование МТЭЦ должно быть готово к сжиганию природного газа, а сама площадка МТЭЦ должна иметь газовое хозяйство, включающее в себя всю необходимую инфраструктуру (газопроводы, газораспределительный пункт и пр.). До 2019 года на ОАО «Мурманская ТЭЦ»

должна быть создана газовая служба, а весь эксплуатационный персонал должен быть обучен соответствующим правилам техники эксплуатации и правилам техники безопасности.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 20.

Табл. 20 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценариев 1, 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	ДКВр-20/13	2019	20 т/ч (15 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	ДКВр-20/13	2020	20 т/ч (15 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2017	50 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	50 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	75 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	100 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2021	50 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2022	50 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			260			345
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			2

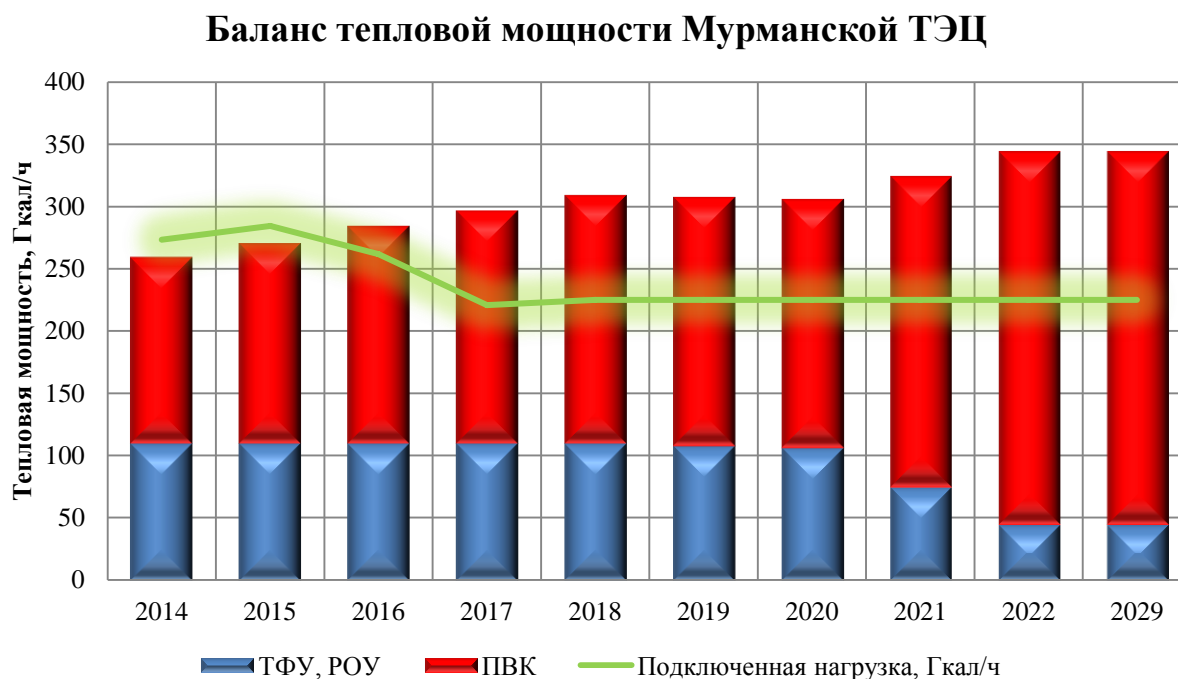


Рисунок 9 - Баланс тепловой мощности МТЭЦ на период разработки схемы теплоснабжения

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

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

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

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

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

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

Ведутся работы по строительству газового хозяйства.

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

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

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

2022 год - Установка водогрейного котла Eurotherm 58/150 на месте БМ-35 Р ст. №5. На площадке монтируются резервные дизель-генераторы суммарной электрической мощностью 2 МВт. При реализации мероприятий надежность теплоснабжения потребителей от данного теплоисточника сохранится на высоком уровне в связи с наличием резервного способа электроснабжения.

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

Предусмотренные мероприятия позволят:

- сократить собственные нужды МТЭЦ в тепловой энергии с существующих 98,2 тыс. Гкал/год до 15,5 тыс. Гкал/год к 2020 году.
- снизить удельный расход условного топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии с существующих 157,9 кг_{у.т}/Гкал до 154,2 кг_{у.т}/Гкал к 2020 году при работе на природном газе;

- снизить удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии с существующих 179,6 кг_{у.т}/Гкал до 158,1 кг_{у.т}/Гкал к 2020 году при работе на природном газе;
- сократить эксплуатационный персонал (или переобучить в персонал газовой службы).

Мероприятия для Сценария 3

Для сценария 3 предусматриваются аналогичные мероприятия по капитальному ремонту водогрейных котлов и замене паровых котлов. Перспективный состав оборудования приведен в таблице 21. Организация газового хозяйства согласно сценарию 3 не предусматривается.

Табл. 21 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценария 3

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	-	-	-
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	-	-	-
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35 Р	1962	40 т/ч	-	-	-
6	БМ-35 Р	1963	40 т/ч	-	-	-
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	-	-	-
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	ДКВр-20/13	2019	20 т/ч (15 Гкал/ч)
2	ТП-30 Р	1957	30 т/ч	ДКВр-20/13	2020	20 т/ч (15 Гкал/ч)
3	ТП-30 Р	1960	30 т/ч	ДКВр-20/13	2021	20 т/ч (15 Гкал/ч)
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2017	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	37,5 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	75 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2021	50 Гкал/ч
-	-	-	-	Eurotherm 58/150	2022	50 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			260			321
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12			2

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Мероприятия для Сценария 4

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

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

Табл. 22 Существующий и перспективный состав оборудования МТЭЦ для сценария 4

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

Капитальные затраты представлены в таблицах 23-27.

Технико-экономические показатели МТЭЦ для сценариев представлены в таблицах 28-30.

Табл. 23 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценариев 1 и 2

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

Табл. 24 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценария 3

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

Табл. 25 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн руб. (без НДС)

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

Табл. 26 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 27 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

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

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Всего
Всего	0	20	830	1030	350	350	250	250	220	0	3300

Табл. 28 Технико-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 1 и 2

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

Табл. 29 Технико-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 3

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

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

Табл. 30 Технико-экономические показатели работы МТЭЦ для Сценария 4

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

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

4.3.3 Мероприятия для Восточной котельной

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

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

Состав оборудования для Сценариев 1-3 и 4 представлены в таблицах 31, 32.

Табл. 31 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценариев 1-3

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

Табл. 32 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 4

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	К-50-14-250	2021	50 т/ч
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	К-50-14-250	2022	50 т/ч
Ст. 3	ГМ-50-	1985	30	К-50-14-	2023	50 т/ч

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность	Марка	Год ввода	Установленная мощность, Гкал/ч
	14/250			250		
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВТК-100	2018	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВТК-100	2019	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВТК-100	2020	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390



Рисунок 10 - Баланс тепловой мощности Восточной котельной на период разработки схемы теплоснабжения

Табл. 33 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности для сценариев 1-3

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

Табл. 34 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 35 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 36 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 37 Технико-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и 2

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

Табл. 38 Технико-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 3

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	506	494	502	636	648	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	646
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46	46	46	46	46	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

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

Табл. 39 Технико-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	132,4	132,4	155,4	199,9	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	204,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	19,3	19,3	22,4	27,5	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,1
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,0	16,0	17,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	509	497	505	639	651	656	656	656	656	656	656	656	656	656	656	658
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	48	48	48	48	48	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Закупка тепловой энергии на ТО ТБО	тыс. Гкал	90	90	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	551	539	601	734	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	747	749
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	19	19	20	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	532	520	580	711	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	725
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	80,0%	60,0%	40,0%	30,0%	20,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	40,0%	60,0%	70,0%	80,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9	154,9
Уголь	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	78,8	77,0	78,2	98,9	102,5	105,0	106,7	107,6	108,4	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	109,2
Мазут	тыс. тут.	78,8	77,0	78,2	98,9	80,6	60,9	40,6	30,5	20,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,3
Уголь	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	0,0	21,9	44,1	66,1	77,1	88,1	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	94,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	171,1	171,5	171,2	167,5	167,3	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
Уголь	кг _{в.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	181,5	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	57,7	56,4	57,3	72,4	59,1	44,6	29,7	22,3	14,9	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	28,4	57,2	85,8	100,1	114,4	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	121,6	122,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Уголь	тыс. руб./т.	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Затраты на топливо	млн руб.	808,1	789,5	801,8	1014,0	954,6	882,2	802,7	763,0	723,2	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	703,4	705,8
Мазут	млн руб.	808,1	789,5	801,8	1014,0	826,8	624,7	416,5	312,4	208,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,2	156,7
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	127,8	257,5	386,2	450,6	515,0	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	547,2	549,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1467,7	1465,1	1335,0	1381,0	1278,7	1181,7	1075,3	1022,0	968,8	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,2	942,6

4.3.4 Мероприятия для Южной котельной

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

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

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

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

Состав оборудования для Сценариев 1-2, 3 и 4 представлены в таблицах 40-42, соответственно. Капитальные затраты для сценариев 1-2, 3 и 4 представлены в таблицах 43-45.

Технико-экономические показатели Южной котельной для сценариев представлены в таблицах 46-47.

Табл. 40 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценариев 1, 2

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

Табл. 41 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 3

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

Табл. 42 Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 4

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

Табл. 43 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2, млн. руб. (без НДС)

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

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

Табл. 44 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 3, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 45 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 4, млн. руб. (без НДС)

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

Табл. 46 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1 и 2

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

Табл. 47 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 3

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

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8	158,8
Расход условного топлива	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	155,5	155,7	156,0	156,2	156,4	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5
Мазут	тыс. тут.	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	155,5	155,7	156,0	156,2	156,4	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{в.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	115,5	113,9	113,4	113,9	114,3	113,9	114,1	114,3	114,4	114,5	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Затраты на топливо	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1594,7	1597,2	1599,6	1602,1	1603,7	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3
Мазут	млн руб.	1616,3	1594,2	1587,5	1595,0	1600,2	1594,7	1597,2	1599,6	1602,1	1603,7	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3	1605,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1736,1	1737,7	1738,2	1737,6	1737,3	1728,2	1728,1	1727,9	1727,7	1727,6	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5	1727,5

Табл. 48 Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 4

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

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	194,8	390,2	586,2	782,8	783,6	784,4	784,4	784,4	784,4	784,4	784,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1736,1	1740,0	1740,5	1739,9	1739,6	1611,5	1472,4	1333,3	1194,2	1194,1	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0	1194,0

4.4 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

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

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

Следует отметить, что сценарий 4 предусматривающий переход на твердое топливо, не применим для данной котельной, т.к. установленные в 2005-2006 году котлы не могут быть переоборудованы для работы на угле, к тому же территория площадки котельной не позволяет разместить склад твердого топлива.

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

Схемой теплоснабжения для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

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

Установка электродкотлов в котельной

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

В таблице 49 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток за 2014 год.

Табл. 49 Тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению (тарифы с учетом НДС) за 2014 год, руб./кВт*ч

[illegible]

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

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

Планируется следующий режим работы котельной:

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

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

Планируемая суммарная мощность электродкотлов составляет 0,6 Гкал/ч, что соответствует подключенной нагрузке при температуре наружного воздуха -9°C . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже -9°C составляет 1350 ч в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 11.

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

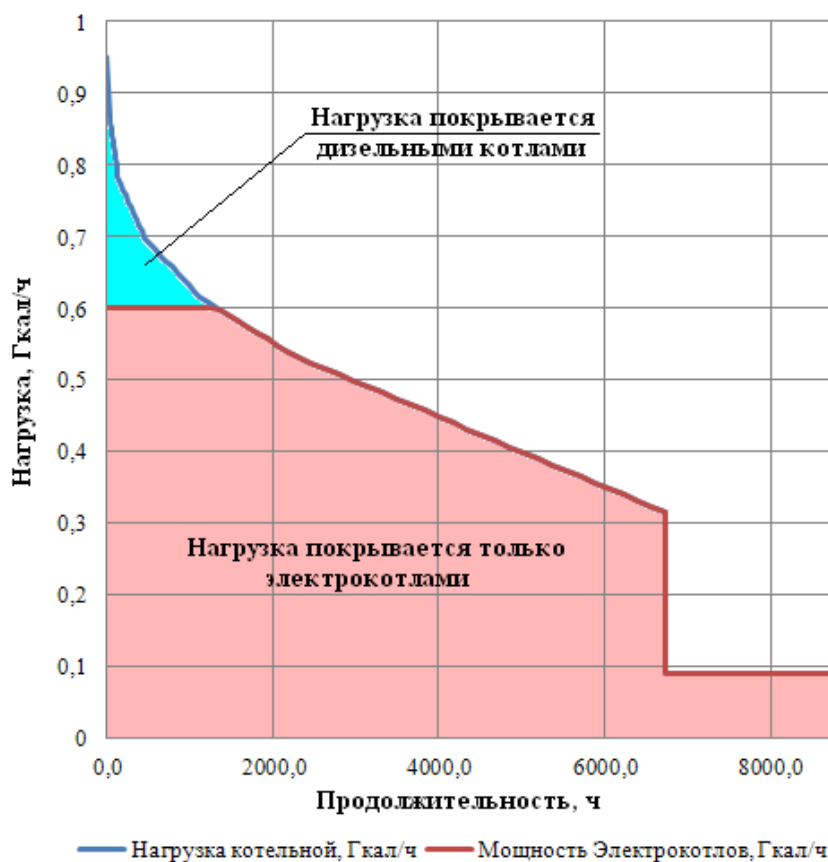
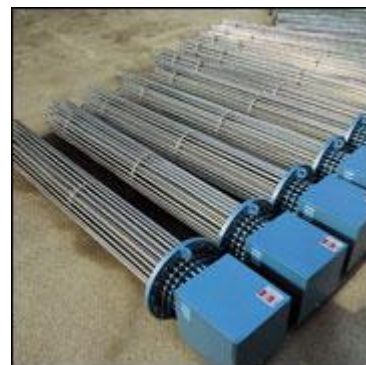


Рисунок 11 - График Россандера при работе электродкотлов

В качестве нагревательных элементов электродкотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

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



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



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

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

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 50.

Табл. 50 Состав оборудования дизельной котельной

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

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

С учетом установки электрокотлов на котельной топливная составляющая в 2016 году составит 2 320 руб./Гкал (в ценах 2014 года), что на 18% ниже

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

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

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

Перевод котельной на газ

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

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

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

Газификацию котельной планируется осуществить до 2020 года.

Затраты на газификацию котельной приведены в таблице 51.

Табл. 51 Затраты на газификацию дизельной котельной п. Дровяное (без НДС в ценах 2014 года)

Мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Разработка ПСД для перевода котельной на природный газ	2018	500,0
Строительство газопровода от точки подключения до ГРПШ котельной	2019	7500,0
Внутренняя обвязка газопроводами от ГРПШ до горелок водогрейных котлов	2019	700,0

Мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Закупка автоматизированных горелок и их монтаж	2019	900,0
Закупка и установка ГРПШ	2019	150,0
Наладка оборудования	2020	50,0
Всего		9800,0

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных вариантов модернизации приведены в таблице 52 для Вариантов 1 и 2, а также в таблице 53 для Сценария 3 и 4.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице ниже 54.

Табл. 52 Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период разработки схемы теплоснабжения согласно Сценариям 1 и 2

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

Табл. 53 Показатели работы Дизельной котельной п. Дровяное на период разработки схемы теплоснабжения согласно Сценарию 3 и 4

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

Табл. 54 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной п. Дровяное, тыс. руб.

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

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

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

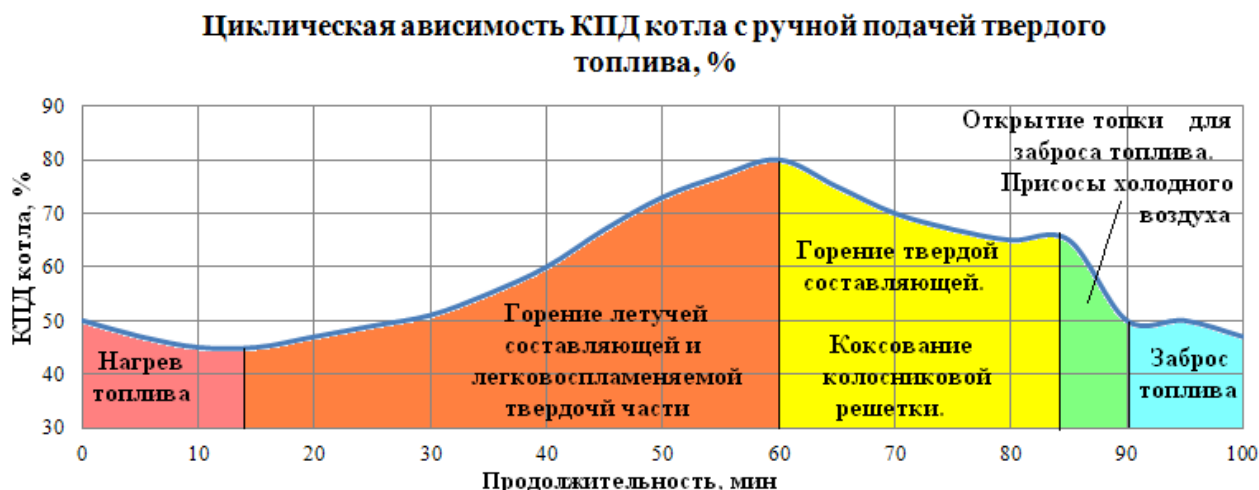


Рисунок 12 - Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

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

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Сценариями 1 и 2 для данной котельной предусматривается закрытие угольной котельной и строительство газовой БМК в непосредственной близости от потребителей. Предлагаемое расположение БМК представлено на рисунке 13.

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

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

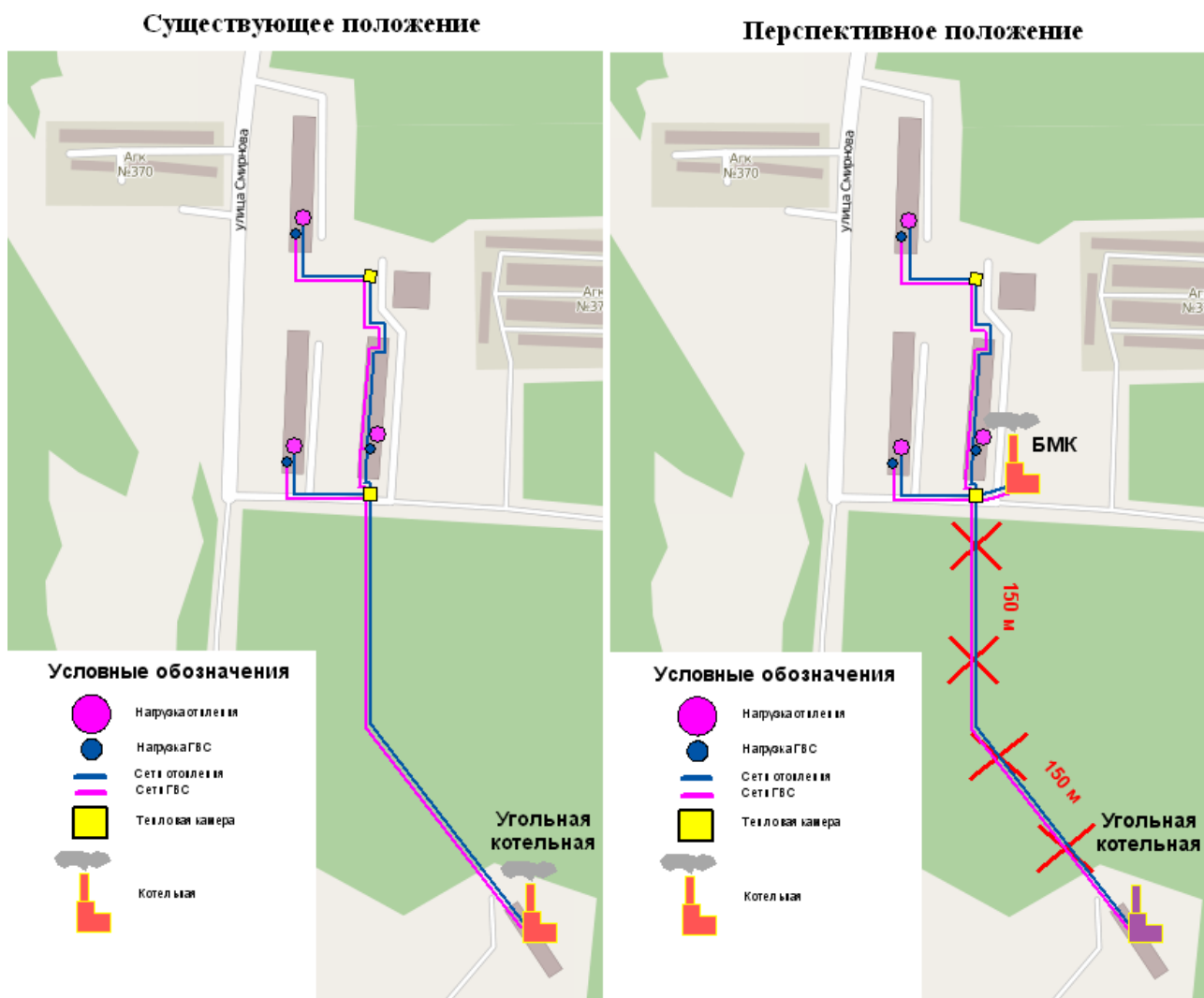


Рисунок 13 - Планируемые мероприятия на угольной котельной

Существующий и перспективный состав оборудования представлен в таблице 55.

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

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

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1 или 2 приведены в таблице 56.

Табл. 55 Состав оборудования до и после проведения мероприятий на угольной котельной п. Дровяное

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

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

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

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 3 или 4 приведены в таблице 57.

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 58.

Табл. 56 Технико-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное при реализации сценариев 1 или 2

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

Табл. 57 Технико-экономические показатели работы угольной котельной п. Дровяное при реализации сценариев 3 или 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928	0,928
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,73	4,63	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,64	4,54	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7	220,7
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Уголь	тыс. тут.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	225,0	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2
Переводной коэффициент																	
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива																	
Уголь	тыс. т	1,356	1,327	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307	1,307
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Уголь	тыс. руб./т.	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770	2,770
Затраты на топливо	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Уголь	млн руб.	3,757	3,675	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620	3,620
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	809,4	809,8	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0

Табл. 58 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для угольной котельной п. Дровяное, тыс. руб.

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

4.4.3 Котельная п. Абрам-Мыс ОАО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 14.

Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс Гкал/ч

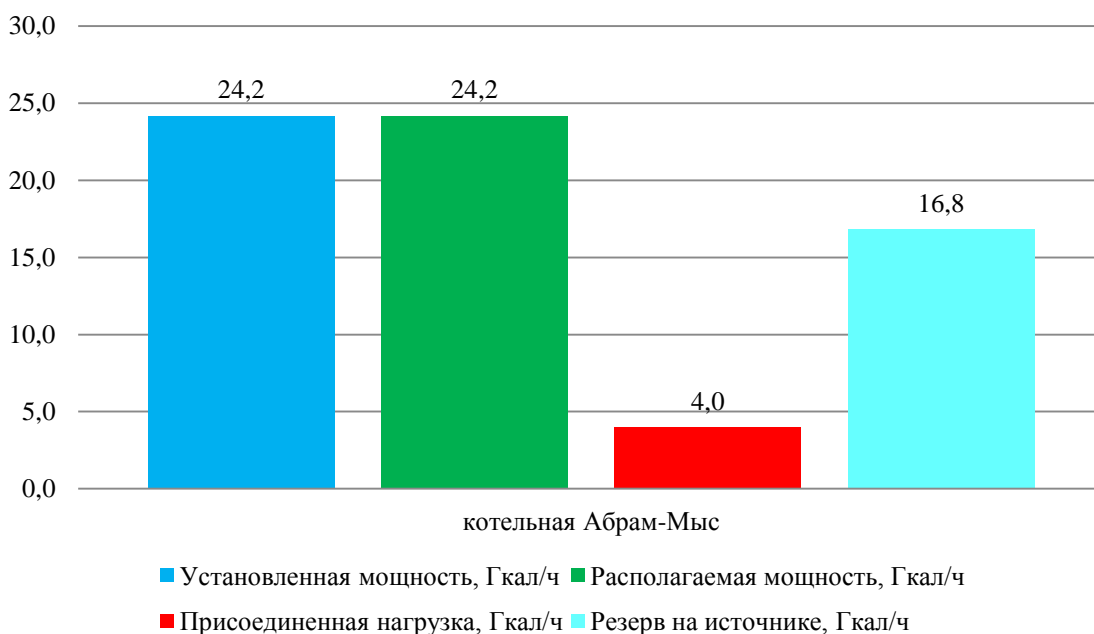


Рисунок 14 - Баланс тепловой мощности котельной п. Абрам-Мыс

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

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

Мероприятия для котельной п. Абрам-Мыс

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

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

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

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

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

Технология разогрева мазута без использования пара

Принципиальная технологическая схема представлена на рисунке 15.

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

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

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

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

Управление соотношением расходов горячего продукта G1 и G2 осуществляется регуляторами K1 и K2 на выходе теплообменника в автоматическом режиме по давлению на входе в насос, которое поддерживается не ниже давления, при котором начинается кавитация.

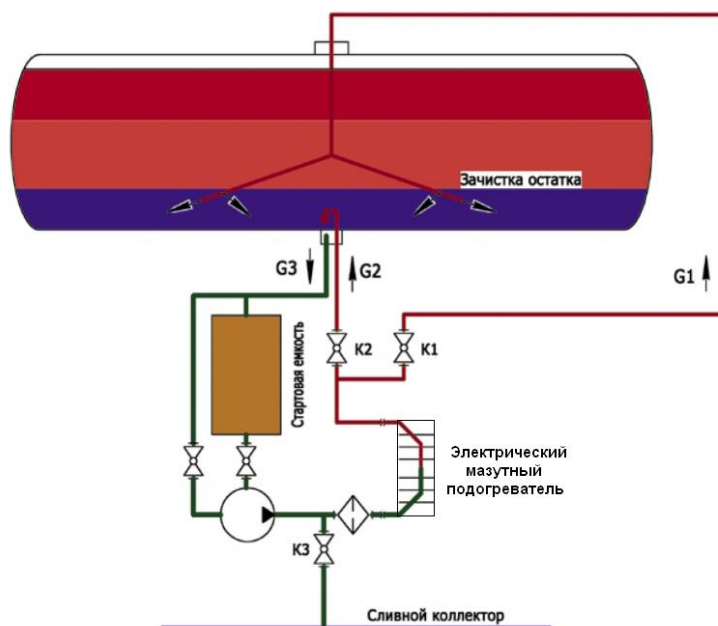


Рисунок 15 - Принципиальная технологическая схема беспарового слива мазута

Электрические греющие секции для трубопроводов

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



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

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

Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 59. Затраты на реализацию предусмотренных мероприятий, согласно сценарию, представлены в таблице 60.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 1, 2 представлены в таблице 63.

Табл. 59 Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс

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

Табл. 60 Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для котельной Абрам-Мыс

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

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

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

котельной, начиная с 2017 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 61.

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

Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 62. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценариев 3, 4 представлены в таблице 64.

Табл. 61 Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс

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

Табл. 62 Состав оборудования котельной п. Абрам-Мыс

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

Табл. 63 Технико-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс для Сценарных условий 1 и 2

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

Табл. 64 Технико-экономические показатели работы котельной п. Абрам-Мыс для Сценарных условий 3 и 4

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

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619	0,619
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	16,2	15,9	15,7	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,5	14,1	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,8	12,5	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	209,0	209,0	209,0	209,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1	184,1
Расход условного топлива	тыс. тут.	3,4	3,4	3,4	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Мазут	тыс. тут.	3,4	3,4	3,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. тут.	0,0	0,0	0,0	1,3	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	234,5	234,5	234,5	210,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	тут/тнт	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	2,5	2,5	2,5	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т	0,0	0,0	0,0	4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Древесная щепа	тыс. руб./т	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Затраты на топливо	млн руб.	26,4	26,4	26,4	18,2	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Мазут	млн руб.	26,4	26,4	26,4	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	0,0	6,3	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1828,9	1828,9	1828,9	1257,1	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3	874,3

4.4.4 Котельная завода ТО ТБО

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

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

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

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

Для Сценарных условий 1 и 2, предусматривается газификация котельной.

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 65-68.

Табл. 65 Состав оборудования котельной ТО ТБО

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

Табл. 66 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, (без НДС)

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

Табл. 67 Техничко-экономические показатели работы котельной ТО ТБО для Сценарных условий 1 и 2

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

Табл. 68 Технико-экономические показатели работы котельной ТО ТБО для Сценарных условий 3 и 4

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

4.4.5 Котельная ММТП

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

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

Для Сценарных условий 1 и 2, предусматривается газификация котельной.

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 69-72.

Табл. 69 Состав оборудования котельной ММТП

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

Табл. 70 Техничко-экономические показатели работы котельной ММТП для Сценарных условий 1 и 2

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

Табл. 71 Технико-экономические показатели работы котельной ММТП для Сценарных условий 3 и 4

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

Табл. 72 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев, (без НДС)

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

4.4.6 Котельная ММРП

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

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

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

Соотношение мощности котельной и подключенной нагрузки приведено на рисунке 16.

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

Схемой теплоснабжения предусматривается снижение тепловой мощности путем замены оборудования.

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

Баланс тепловой мощности котельной ММРП, Гкал/ч

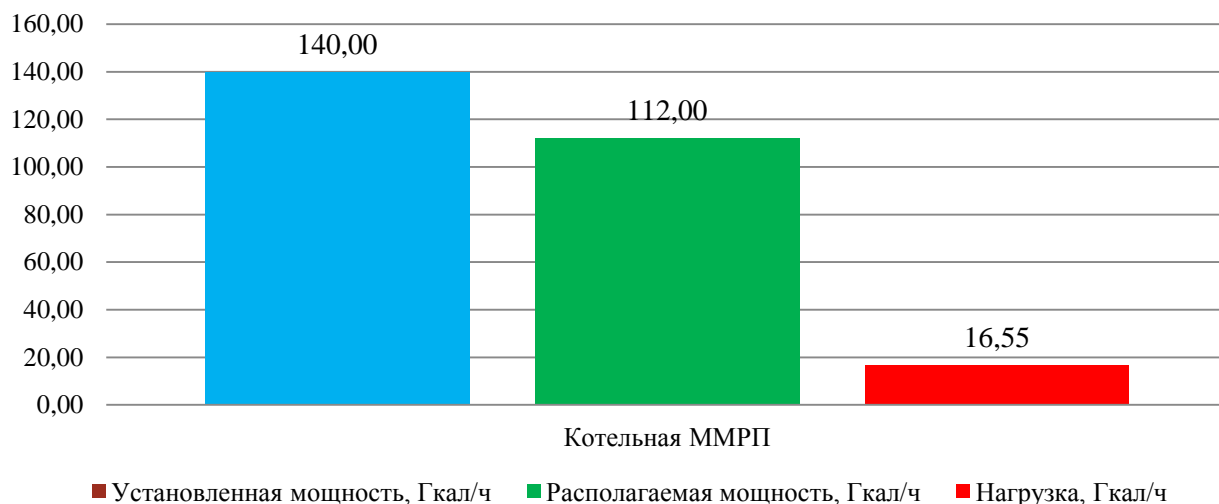


Рисунок 16 - Баланс тепловой мощности котельной

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

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

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и затраты на газификацию для Сценариев, представлены в таблицах 73-76.

Табл. 73 Состав оборудования котельной ММРП

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

Табл. 74 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценариев (без НДС)

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

Табл. 75 Техничко-экономические показатели работы котельной ММРП для Сценарных условий 1 и 2

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

Табл. 76 Техничко-экономические показатели работы котельной ММРП для Сценарных условий 3 и 4

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	16,550	10,827	10,827	10,827	10,827	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086	6,086
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	16,226	11,003	11,003	11,003	11,003	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586	6,586
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,325	-0,176	-0,176	-0,176	-0,176	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500	-0,500
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственные нужды в тепловой энергии ТЭЦ	Гкал/ч	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,834	2,834	2,834	2,834	2,834	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	100,0	69,6	68,1	68,1	68,1	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,0	62,6	61,1	61,1	61,1	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

Наименование	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	49,0	47,5	47,5	47,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
В том числе:																	
Полезный отпуск тепловой энергии на отопление и вентиляцию	тыс. Гкал	76,7	50,5	48,9	48,9	48,9	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
Полезный отпуск тепловой энергии на ГВС	тыс. Гкал	2,7	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2
Полезный отпуск тепловой энергии на технологию	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	155,5	155,5	155,5	155,4	155,4	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Мазут	тыс. тут.	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии																	
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	167,2	172,9	173,3	173,2	173,2	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6
Переводной коэффициент																	
Мазут	тут/тнт	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход натурального топлива																	
Мазут	тыс. т	11,3894	7,9	7,8	7,7	7,7	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки																	
Мазут	тыс. руб./т.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Затраты на топливо	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Мазут	млн руб.	120,8	84,1	82,2	82,2	82,2	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1298,9	1343,0	1346,4	1345,7	1345,7	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4	1473,4

4.4.7 Котельная БМК взамен ЦТП на ул. Новосельской

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

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

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

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

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

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

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

БМК на СУГ

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

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

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

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

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

БМК на пеллетах

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

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

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

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для БМК на СУГ и пеллетной котельной, приведены в таблице 77.

Технико-экономические показатели приведены в таблицах 78-79.

Табл. 77 Затраты на строительство БМК, тыс. руб.

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

Табл. 78 Технико-экономические показатели работы новой БМК для Сценарных условий 1 и 2

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

Табл. 79 Технико-экономические показатели работы новой БМК для Сценарных условий 3 и 4

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

Наименование	Единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454	3,454
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447	3,447
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315	3,315
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Пеллеты	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Пеллеты	кг _{у.т.} /Гкал	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622
Пеллеты	тыс. тут.	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622	0,622
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Пеллеты	кг _{у.т.} /Гкал	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4	180,4
Переводной коэффициент														
Пеллеты	тут/тнт	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Расход натурального топлива														
Пеллеты	тыс. т	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Пеллеты	тыс. руб./т.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Затраты на топливо	млн. руб.	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218
Пеллеты	млн. руб.	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218	6,218
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9	1803,9

4.4.8 Котельная Роста

Котельная Роста расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной Роста и Северной котельной являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 17.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных значительно отличаются, так УРУТ на отпуск тепловой энергии от котельной Роста составляет 181,9 кг_{у.т}/Гкал, а Северной котельной – 166,2 кг_{у.т}/Гкал. Соотношение удельных расходов топлива приведено на рисунке 18

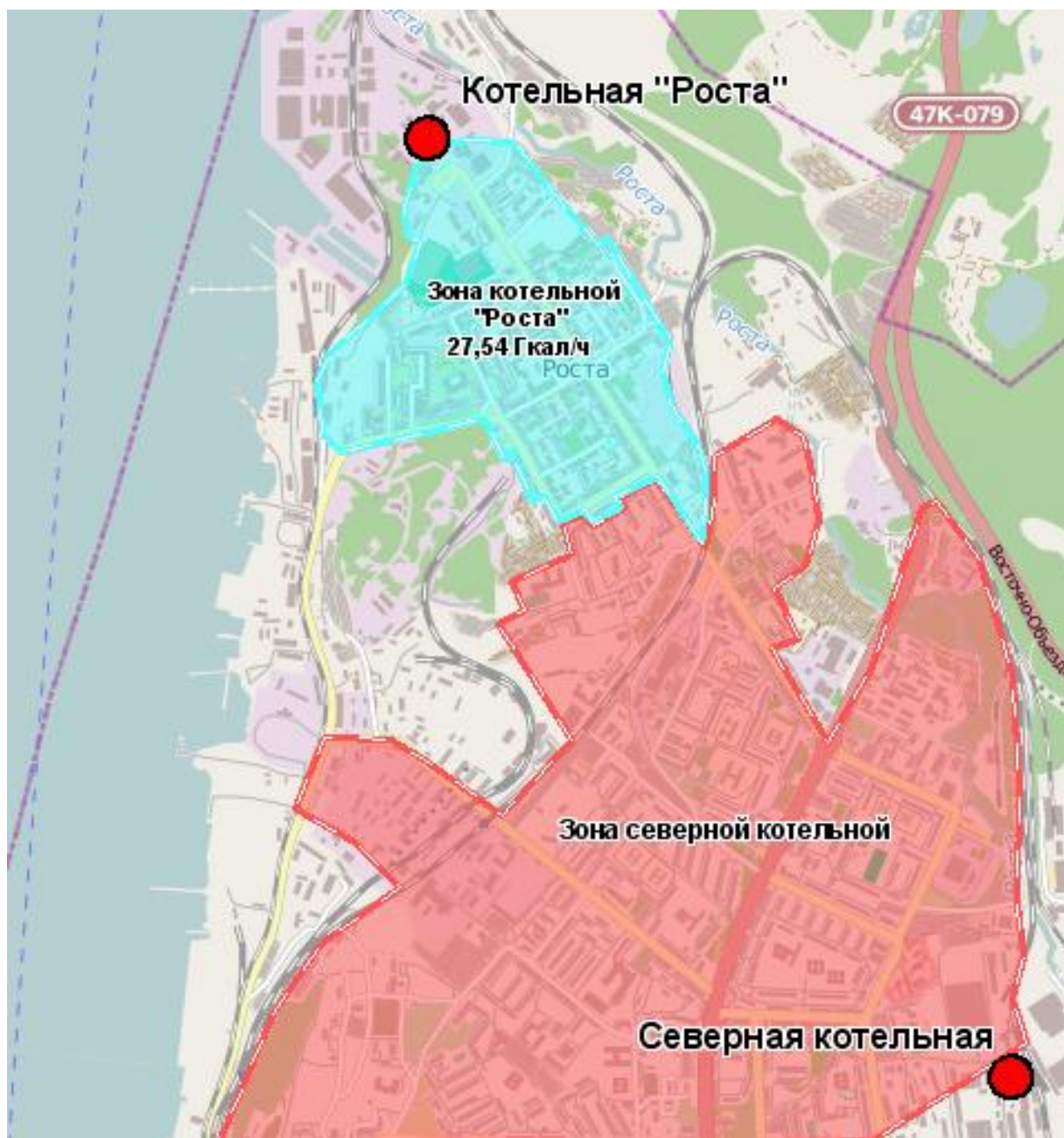


Рисунок 17 - Зоны теплоснабжения котельной Роста и Северной котельной



Рисунок 18 - Удельные расходы топлива на Северной котельной и котельной Роста

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

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

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

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

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

Балансы тепловой мощности котельных Северная и Роста приведены в таблице 80 и на рисунке 19.

Табл. 80 Балансы тепловой мощности котельных

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

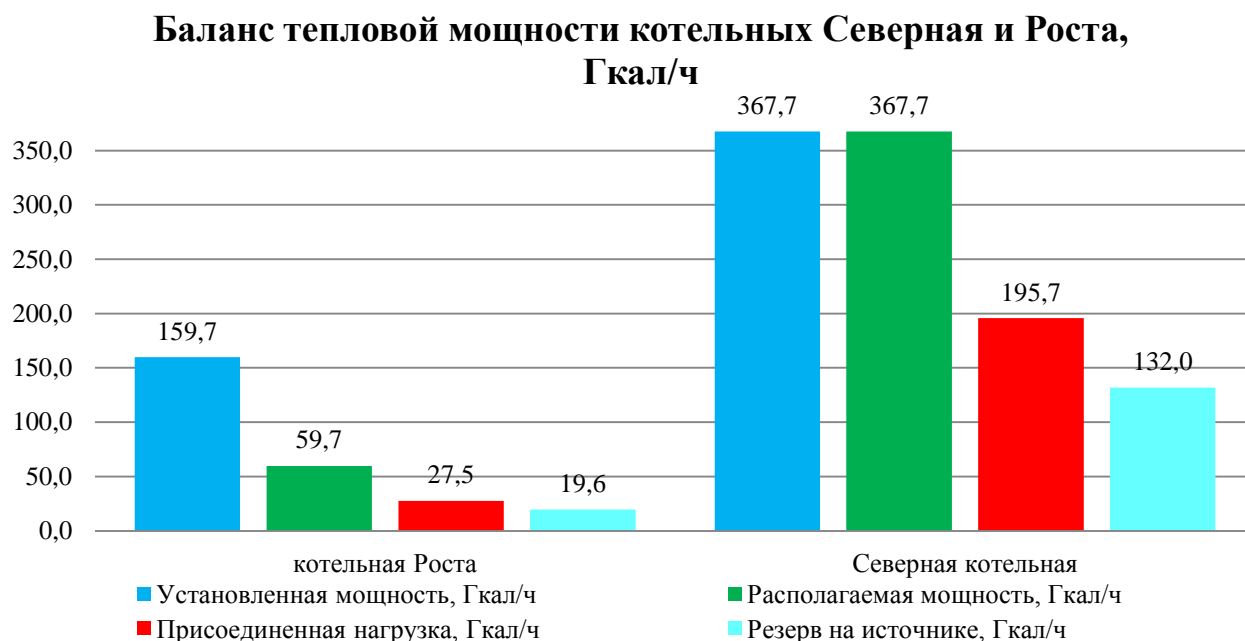


Рисунок 19 - Баланс тепловой мощности котельных Северная и Роста

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

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

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 81.

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 82.

Табл. 81 Состав оборудования котельной Роста

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

Табл. 82 Техничко-экономические показатели работы котельной Роста вне зависимости от Сценарных условий

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

4.5 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно и экономически нецелесообразно

На территории города Мурманска отсутствуют источники тепловой энергии, совместно работающие в одну сеть. Наиболее крупные системы теплоснабжения могут осуществлять теплоснабжение потребителей через смежные тепломагистрали, однако в отопительный и летний период контуры Мурманской ТЭЦ и соседних отельных разделены секционирующими задвижками. Совместная работа источников тепловой энергии на одну сеть схемой теплоснабжения не предполагается.

4.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

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

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

4.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы

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

4.8 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе

Схемой теплоснабжения г. Мурманска предусматривается:

- передача нагрузки в размере 27.5 Гкал/ч от котельной Роста на Северную котельную.
- Влияние данных переключений на работу источников централизованного теплоснабжения рассмотрено в п. 4.3 «Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии».

4.9 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценка затрат при необходимости его изменения

Схемой теплоснабжения г. Мурманска предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии от существующих источников теплоснабжения. Изменение режимов отпуска тепловой энергии не требуется.

Раздел 5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей приведены в Главе 7 «Предложения по строительству реконструкции тепловых сетей» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 07.00).

Решения о необходимости строительства и реконструкции тепловых сетей приняты на основании расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Мурманска, описание которой приведено в Главе 3 обосновывающих материалов «Электронная модель системы теплоснабжения» (шифр 57-14 ОМ ПСТ.03.00) и соответствующих приложениях.

Структура организации проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружению на них представлена ниже:

1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)
2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения
3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки
4. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения
5. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных
6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса
7. Строительство и реконструкция насосных станций
8. Организация закрытой схемы ГВС

Основными эффектами от реализации этих проектов являются:

1. расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надёжности и безопасности теплоснабжения;

2. повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях.

К ним относятся:

- наладка и автоматизация тепловых и гидравлических режимов

тепловых сетей;

- автоматизация насосных станций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов;
- замена распределительных тепловых сетей;
- строительство сопутствующих конструкций, обеспечивающих нормативные параметры эксплуатации тепловых сетей (сопутствующие дренажи, замена ЗРА на современные образцы, павильоны и т.д.).

Табл. 83 Реестр проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и насосных станций

Участок тепловой сети	Наименование проекта	Цель реализации проекта
К-1 - К-2	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-4 - К-1	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-8 - Узел авт.	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-5 - К-4	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
Узел авт. - К-7	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-7 - К-6	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-6 - К-5	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
К-2 - Пав.	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
Пав. - ТК-201д	Реконструкция в зоне действия котельной Роста	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-244 - ТК-244а	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-244а - ТК-244б	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-244б - ТК-244в	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-244в - ТК-244г	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)
ТК-244г - ТК-244и	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Обеспечение повышения эффективности работы системы теплоснабжения (подключение котельной Роста к котельной Северная)

Участок тепловой сети	Наименование проекта	Цель реализации проекта
Реконструкция НС № 207 кв.	Реконструкция в зоне действия Северной котельной	Строительство/реконструкция насосных станций
ЦТП №4 - ТК-274	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-274 - ТК-273	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-273 - ТК-272	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-272 - ТК-271	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-271 - ТК-270	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-270 - ТК-269	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-269 - ТК-268	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	Строительство в зоне действия Северной котельной	Организация закрытой схемы ГВС

5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Обоснование предложений по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии подробно рассмотрены в Книге 7 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

С целью сокращения (а в дальнейшем и ликвидации) дефицитов тепловой мощности предлагается произвести перевод группы потребителей тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной.

Табл. 84 Сводные финансовые потребности группы проектов №1 отдельно по зонам действия ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,2	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,2	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах муниципального образования под жилищную, комплексную или производственную застройку

Табл. 85 Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 1	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	0.03	2015	2016	0.00	0.03	0.01
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 2	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	20.8	2015	2016	1.61	15.69	6.76
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 3	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	6.1	2015	2016	0.47	4.63	1.99
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 4	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	4.7	2016	2017	0.38	3.77	1.63
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 5	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Строительство	7.8	2017	2018	0.67	6.53	2.81

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 11	Южная	ОАО МЭС	Строительство	3.7	2015	2016	0.29	2.81	1.21
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 12	Южная	ОАО МЭС	Строительство	5.5	2015	2016	0.43	4.18	1.80
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 13	Южная	ОАО МЭС	Строительство	2.8	2016	2017	0.23	2.26	0.97
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 14	Южная	ОАО МЭС	Строительство	2.0	2017	2018	0.17	1.70	0.73
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 15	Южная	ОАО МЭС	Строительство	1.0	2018	2019	0.09	0.93	0.40
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 16	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0.9	2019	2020	0.09	0.85	0.36
Новое строительство и перекладка сетей	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0.9	2020	2021	0.09	0.88	0.38

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
МЭС 17									
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 18	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0.9	2021	2022	0.09	0.92	0.39
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 19	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0.6	2022	2023	0.07	0.64	0.27
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 20	Южная	ОАО МЭС	Строительство	0.6	2023	2024	0.07	0.66	0.28
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 31	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	11.5	2016	2017	0.94	9.18	3.95
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 32	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	8.1	2018	2018	0.74	6.85	2.95
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 33	Восточная	ОАО МЭС	Строительство	1.5	2028	2029	0.20	1.87	0.81
Новое строительство и	Северная	ОАО МЭС	Строительство	1.3	2015	2016	0.10	1.02	0.44

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
перекладка сетей МЭС 37									
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 38	Северная	ОАО МЭС	Строительство	1.1	2015	2016	0.08	0.82	0.35
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 39	Северная	ОАО МЭС	Строительство	0.1	2017	2018	0.01	0.07	0.03

Табл. 86 Сводные финансовые потребности группы проектов №2 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство в зоне действия ОАО МЭС																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0.0	3.0	1.6	0.8	0.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	6.8
Оборудование	млн. руб.	0.0	0.0	29.2	15.2	15.2	0.9	0.8	0.9	0.9	0.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	66.3
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0.0	0.0	12.6	6.6	6.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	28.5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0.0	3.0	43.3	22.6	22.5	1.4	1.3	1.4	1.4	1.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	101.6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
НДС	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего смета проекта	млн. руб.	0.0	3.0	43.3	22.6	22.5	1.4	1.3	1.4	1.4	1.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	101.6
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство в зоне действия ОАО ММТП																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Табл. 87 Состав группы проектов №3 для распределительных тепловых сетей

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 6	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Реконструкция	0.01	2015	2016	0.00	0.01	0.00
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 7	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Реконструкция	5.20	2015	2016	0.40	3.92	1.69
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 8	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Реконструкция	1.53	2015	2016	0.12	1.16	0.50
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 9	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Реконструкция	1.18	2016	2017	0.10	0.94	0.41
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 10	Мурманская ТЭЦ	ОАО МЭС	Реконструкция	1.94	2017	2018	0.17	1.63	0.70
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 21	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.93	2015	2016	0.07	0.70	0.30
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 22	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	1.38	2015	2016	0.11	1.04	0.45
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 23	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.71	2016	2017	0.06	0.57	0.24
Новое строительство	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.51	2017	2018	0.04	0.43	0.18

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
и перекладка сетей МЭС 24									
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 25	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.26	2018	2019	0.02	0.23	0.10
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 26	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.23	2019	2020	0.02	0.21	0.09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 27	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.23	2020	2021	0.02	0.22	0.09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 28	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.23	2022	2022	0.02	0.23	0.10
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 29	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.15	2022	2023	0.02	0.16	0.07
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 30	Южная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.61	2023	2024	0.07	0.66	0.28
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 34	Восточная	ОАО МЭС	Реконструкция	2.88	2017	2017	0.25	2.29	0.99
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 35	Восточная	ОАО МЭС	Реконструкция	2.04	2017	2018	0.17	1.71	0.74
Новое строительство	Восточная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.37	2028	2029	0.05	0.47	0.20

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
и перекладка сетей МЭС 36									
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 40	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.34	2015	2016	0.03	0.25	0.11
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 41	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.27	2015	2016	0.02	0.20	0.09
Новое строительство и перекладка сетей МЭС 42	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.02	2018	2018	0.00	0.02	0.01

Табл. 88 Сводные финансовые потребности группы проектов №3 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Оборудование	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
НДС	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего смета проекта	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0.0	0.7	0.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8
Оборудование	млн. руб.	0.0	0.0	7.3	3.8	3.8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	17.1
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0.0	0.0	3.1	1.6	1.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	7.3
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0.0	0.7	10.6	6.1	5.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	26.2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
НДС	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего смета проекта	млн. руб.	0.0	0.7	10.6	6.1	5.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	26.2
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Реконструкция в зоне действия ОАО ММТП																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Оборудование	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
НДС	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Всего смета проекта	млн. руб.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

5.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Табл. 89 Состав группы проектов №4

Наименование участка	Длина, м	Диаметр (условный) подающего тр-да, мм	Диаметр (условный) обратного тр-да, мм	Год прокладки	Вид прокладки	Примечание
ТК-72/3 – ТК-72/3а	20	350	350	1971	Подземная канальная	Задвижки в тепловой камере ТК-72/3а являются границей раздела между Южной котельной и МТЭЦ
ТК-110/2 – ТК-112	100	400	400	1988	Подземная канальная	Задвижки в тепловой камере ТК-112 являются границей раздела между Восточной котельной и МТЭЦ
Тк 1 перемычка ВК и МТЭЦ - отв. гр-ца раздела ВК и МТЭЦ	120	600	600	1988	Подземная канальная	Задвижки на перемычке являются границей раздела между Восточной котельной и МТЭЦ

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций и приведены в п. 5.1 настоящего документа.

5.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения надежности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных по основаниям, изложенным п. 4.4 настоящего документа

Табл. 90 Состав группы проектов №5

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-244 - ТК-244а	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	577	Канальная	39.5	2015	2016	3.21	29.83	12.85
ТК-244а - ТК-244б	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	140	Канальная	9.6	2016	2017	0.82	7.65	3.30
ТК-244б - ТК-244в	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	15.25	Канальная	1.0	2016	2017	0.08	0.83	0.36
ТК-244в - ТК-244г	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.426	34	Канальная	2.3	2016	2017	0.19	1.86	0.80
ТК-244г - ТК-244и	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.426	40	Канальная	2.7	2017	2018	0.24	2.31	0.99
ТК-244и - СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	130	Канальная	8.9	2017	2018	1.15	11.25	4.84
СК-244м - отв. СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	19	Канальная	1.3	2017	2018	0.11	1.10	0.47
отв. СК-244м - узел за отв. СК-244м	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.377	0.426	40	Канальная	2.7	2017	2018	0.24	2.31	0.99
ТК-22 - ТК-23	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.159	0.325	8.17	Канальная	0.5	2015	2016	0.04	0.39	0.17
ТК-23 - ТК-23а	Роста	ОАО	Реконструкция	0.159	0.325	3.45	Канальная	0.2	2015	2016	0.02	0.16	0.07

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
		МЭС	ция				ая						
ТК-23а - здв. ТК-23а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	12.49	Канальная	0.8	2015	2016	0.06	0.59	0.26
здв. ТК-23а - отв. ТК-23а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	6.42	Канальная	0.4	2015	2016	0.03	0.30	0.13
отв. ТК-23а - ТК-105	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	5.72	Канальная	0.4	2015	2016	0.03	0.27	0.12
ТК-105 - ТК-105а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	91	Канальная	5.7	2015	2016	0.44	4.32	1.86
ТК-105а - задвижка ТК-34	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	34	Канальная	2.1	2016	2017	0.17	1.70	0.73
задвижка ТК-34 - ТК-34	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	1.16	Канальная	0.1	2016	2017	0.01	0.06	0.03
ТК-34 - ТК-33а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	59	Канальная	3.7	2016	2017	0.30	2.96	1.27
ТК-33а - задвижка ТК-32	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	66	Канальная	4.1	2016	2017	0.34	3.31	1.43
задвижка ТК-32 - ТК-32	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	1.38	Канальная	0.1	2016	2017	0.01	0.07	0.03
ТК-32 - ТК-31б	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.325	51	Канальная	3.2	2016	2017	0.26	2.56	1.10
ТК-31 - ТК-30	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.273	20	Канальная	1.0	2017	2018	0.09	0.88	0.38
ТК-30 - задвижка ТК-44а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.273	57	Канальная	3.0	2017	2018	0.26	2.51	1.08
задвижка ТК-44а - ТК-44а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.273	0.7	Канальная	0.04	2017	2018	0.00	0.03	0.01
ТК-44а - задвижка 1 ТК-	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.273	0.84	Канальная	0.04	2015	2016	0.00	0.03	0.01

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
44а													
здвижка 1 ТК-44а - ТК-45	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.273	109	Канальная	5.71	2015	2016	0.44	4.31	1.86
ТК-45 - ТК-46	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.273	42	Канальная	2.20	2015	2016	0.17	1.66	0.72
ТК-46 - ТК-47а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.273	83	Канальная	4.35	2016	2017	0.35	3.47	1.49
ТК-47а - ТК-47	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.219	0.273	27	Канальная	1.41	2016	2017	0.11	1.13	0.49
ТК-47 - ТК-9-2	Роста	ОАО МЭС	Строительство	0	0.219	133.09	Канальная	5.13	2017	2018	0.44	4.32	1.86
ТК-44а - ТК-44	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.325	0.219	57.97	Канальная	2.43	2017	2018	0.21	2.05	0.88
ТК-44 - здвижка ТК-11	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.273	0.219	15	Канальная	0.63	2017	2018	0.05	0.53	0.23
здвижка ТК-11 - ТК-11	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.273	0.219	0.5	Канальная	0.02	2017	2018	0.00	0.02	0.01
ТК-11 - ТК-10	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.219	118	Канальная	4.95	2017	2018	0.42	4.16	1.79
ТК-10 - ТК-9	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.219	34	Канальная	1.43	2017	2018	0.12	1.20	0.52
ТК-9 - ТК-8а	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.219	71	Канальная	2.98	2017	2018	0.26	2.51	1.08
ТК-8а - ТК-8	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.108	50	Канальная	1.05	2017	2018	0.09	0.88	0.38
ТК-8 - ТК-7	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.108	97	Канальная	2.03	2017	2018	0.17	1.71	0.74
ТК-7 - ТК-5	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.108	70	Канальная	1.47	2017	2018	0.13	1.23	0.53
ТК-5 - здвижка	Роста	ОАО	Реконструкция	0.426	0.108	52	Канальная	1.09	2017	2018	0.09	0.92	0.40

Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Реконструкция/Строительство	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость без дефлятора, млн. руб.	Дата реализации ПИР и ПСД, год	Дата реализации СМР и закупки оборудования, год	Стоимость ПИР и ПСД на дату реализации, млн. руб.	Стоимость оборудования на дату реализации, млн. руб.	Стоимость СМР на дату реализации, млн. руб.
ТК-3		МЭС	ция				ая						
задвигка ТК-3 - ТК-3	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.108	1.08	Канальная	0.02	2017	2018	0.00	0.02	0.01
ТК-3 - ТК-6-2	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.529	0.076	184	Канальная	2.70	2017	2018	0.23	2.27	0.98
ТК-6-2 - ТК-66-2	Роста	ОАО МЭС	Реконструкция	0.529	0.076	110	Канальная	1.61	2017	2018	0.14	1.36	0.59
К-1 - К-2	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	72	Канальная	6.3	2017	2018	0.54	5.33	2.30
К-4 - К-1	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	167	Канальная	14.7	2017	2018	1.26	12.37	5.33
К-8 - Узел авт.	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	5.67	Канальная	0.5	2015	2016	0.04	0.38	0.16
К-5 - К-4	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	101.46	Канальная	8.9	2016	2017	0.73	7.12	3.07
Узел авт. - К-7	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	33.5	Канальная	2.9	2015	2016	0.23	2.22	0.96
К-7 - К-6	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	66	Канальная	5.8	2016	2017	0.47	4.63	2.00
К-6 - К-5	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	36	Канальная	3.2	2016	2017	0.26	2.53	1.09
К-2 - Пав.	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	340	Канальная	29.9	2017	2018	2.57	25.18	10.85
Пав. - ТК-201д	Северная	ОАО МЭС	Реконструкция	0.426	0.529	6	Канальная	0.5	2017	2018	0.05	0.44	0.19
МТЭЦ - Новая камера (паропровод ММРП)	Мурманская ТЭЦ	ОАО Мурманская ТЭЦ	Строительство	0	0,159	892	Надземная	22,4	2017	2018	1,93	18,88	8,13

Табл. 91 Сводные финансовые потребности группы проектов №5 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО Мурманская ТЭЦ																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,9
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	1,9	27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,9
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	1,9	27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,9
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2014 - 2029
Строительство и реконструкция в зоне действия ОАО МЭС																		
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	1,5	6,5	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	44,5	39,9	86,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	171,2
Строительно-монтажные и наладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	19,2	17,2	37,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	73,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	1,5	70,1	66,7	124,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	262,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего смета проекта	млн. руб.	0,0	1,5	70,1	66,7	124,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	262,7

5.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения условно можно разделить на две группы:

- мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, обеспечивающие резервирование;
- мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей.

Затраты на реализацию данных мероприятий учтены по соответствующим группам проектов.

Результаты оценки надежности теплоснабжения представлены в Главе 9 обосновывающих материалов «Оценка надёжности теплоснабжения» (шифр 57-14 ОМ ПСТ 10.00).

5.6 Мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия, направленные на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей. К данной категории относятся:

- 1) Мероприятия по организации закрытой схемы ГВС;
- 2) Переоборудование теплопотребляющих установок потребителей при изменении режимов работы системы теплоснабжения.

5.6.1 Мероприятия по организации закрытой схемы ГВС в теплопотребляющих установках потребителей

В соответствии с п. 8 и 9 ст. 29 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«8. С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.»

9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается».

Таким образом, до 1 января 2022 г. следует произвести перевод потребителей, получающих тепловую энергию по открытой схеме ГВС, на закрытую схему ГВС.

Затраты на реализацию данного мероприятия следует разделить на 3 характерные группы:

1) Затраты, связанные с необходимостью реконструкции наружных тепловых сетей. Тепловыми сетями владеют на праве собственности или ином законом основании теплоснабжающие организации, следовательно, данная категория затрат будет относиться к теплоснабжающим организациям. Оценка финансовых потребностей по данной группе включена в Схему теплоснабжения г. Мурманска.

2) Затраты на реконструкцию индивидуальных тепловых пунктов потребителей, в т. ч. на установку теплообменных аппаратов системы ГВС. Определение источника финансирования данной категории затрат при разработке Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

3) Затраты на реконструкцию наружных сетей холодного водоснабжения. Определение объемов и источника финансирования данной категории затрат при разработке Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

Схема теплоснабжения определяет источники финансирования, сроки и стоимость реализации мероприятий по организации закрытой схемы ГВС, осуществляемых только теплоснабжающими организациями.

Для обеспечения реализации мероприятий по организации закрытой схемы ГВС в теплопотребляющих установках потребителей и на сетях холодного водоснабжения в ближайшей перспективе потребуются создание межведомственной программы, целями которой будут являться:

- 1) Установление порядка организации закрытой схемы ГВС;
- 2) Определение сроков реализации предложенных мероприятий;
- 3) Уточнение объемов требуемых инвестиций;
- 4) Определение источников финансирования по каждой группе затрат.

5.6.2 Переоборудование теплопотребляющих установок потребителей при изменении режимов работы системы теплоснабжения

При разработке мероприятий по повышению качества и надежности теплоснабжения потребителей соблюдаются принципы минимизации затрат на реализацию мероприятий и минимизации операционных расходов в системе теплоснабжения (минимизация тарифных последствий) в течение расчетного периода разработки Схемы теплоснабжения.

При условии реализации запланированных в Схеме теплоснабжения мероприятий происходит изменение режимов работы тепловых сетей, что влечет за собой необходимость изменения режимов работы теплопотребляющих установок и конструктивных особенностей теплопотребляющих установок. Величина финансовых потребностей, а также источники финансирования изменения конструкции теплопотребляющих установок должны определяться на этапе проектирования.

Раздел 6 Перспективные топливные балансы

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 92-93.

Табл. 92 Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для зимнего режима для сценариев №№1-2

Источник	Показатель	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	273,2	284,4	261,7	220,8	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	46245,4	48192,1	44362,9	37416,2	38111,8	35862,4	35860,4	35858,5	35856,5	35855,2	35853,9	35853,9	35853,9	35853,9	35853,9	35853,9
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	287,9	289,9	292,8	294,3	295,4	296,0	296,5	297,0	297,5	297,8	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1	298,1
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	147,1	147,3	147,6	147,8	147,9	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4	159,4
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	48736,1	49118,5	49635,1	49876,6	50049,3	47184,8	47260,4	47335,9	47411,5	47461,9	47512,3	47512,3	47512,3	47512,3	47512,3	47512,3
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,1	153,1	179,2	228,8	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	233,2	234,0
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,8
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	170,2	170,6	170,3	166,8	166,6	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	26047,1	26108,6	30520,5	38169,3	38839,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37336,9	37459,1
Северная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	195,7	196,4	197,0	197,0	197,0	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6	224,6
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	99,3	99,6	99,9	99,9	99,9	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	32607,4	32721,4	32812,9	32812,9	32820,3	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6	35366,6
Котельная Роста	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	184,2	184,2	184,2	184,2	184,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	5072,7	5072,7	5072,7	5072,7	5072,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная п. Абрам-Мыс	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	3,4	3,3	3,3	2,4	2,4	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	234,5	235,1	235,5	168,9	168,9	168,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9	155,9
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	921,4	923,6	925,1	663,6	663,6	663,6	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7	612,7
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0	166,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2736,5	2736,5	2736,5	2736,5	2736,5	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3	2200,3
Котельная Завода ТБО	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,42	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,66
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	22,6	22,6	30,4	30,4	30,4	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кг _{у.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
	Удельный расход условного топлива (природный газ)	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2373,1	2374,9	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3797,0
Котельная п. Дровяное (уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	225,0	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	279,9	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9	192,9
Котельная п. Дровяное (дизель)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	152,2	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4	153,4
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	144,5	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7	145,7
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	16,55	10,83	10,83	10,83	10,83	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	167,2	172,9	173,3	173,2	173,2	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2766,9	1871,6	1876,4	1875,4	1875,4	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0	1007,0

Табл. 93 Перспективные максимальные расходы основного (в эквиваленте условного топлива) топлива для зимнего режима для сценария №3

Источник	Показатель	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мурманская ТЭЦ	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	273,16	284,40	261,73	220,81	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97	224,97
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	128,1	132,4	124,3	109,9	111,5	106,7	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	179,6	177,7	178,6	181,3	180,2	172,4	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	49062,1	50540,5	46740,4	40028,4	40536,2	38795,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1	38745,1
Южная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	287,87	289,87	292,83	294,35	295,43	295,99	296,48	296,97	297,47	297,79	298,12	298,12	298,12	298,12	298,12	298,12
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	157,6	155,5	154,8	155,5	156,0	155,5	155,7	156,0	156,2	156,4	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5	156,5
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	169,3	169,5	169,5	169,4	169,4	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	48736,1	49118,5	49635,1	49876,6	50049,3	49883,5	49961,5	50039,5	50117,4	50169,4	50221,4	50221,4	50221,4	50221,4	50221,4	50221,4
Восточная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	153,06	153,06	179,20	228,81	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,18	233,97
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	78,4	76,6	77,8	98,5	100,4	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	100,0
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	170,2	170,6	170,3	166,8	166,6	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4	165,4
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	26047,1	26108,6	30520,5	38169,3	38839,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38565,9	38688,5
Северная котельная	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	195,70	196,42	197,00	197,00	197,05	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	99,3	99,6	99,9	99,9	99,9	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5	161,5
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	32607,4	32721,4	32812,9	32812,9	32820,3	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0	36260,0
Котельная Роста	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	18,3	17,9	17,7	17,7	17,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	184,2	184,6	184,9	184,9	184,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	5072,7	5082,9	5090,0	5090,0	5090,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная п. Абрам-Мыс	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	3,4	3,4	3,4	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	234,5	234,5	234,5	210,3	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2	185,2
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	921,4	921,4	921,4	826,2	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7	727,7
Котельная ММТП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8	204,8
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2736,5	2736,5	2736,5	2736,5	2736,5	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7	2714,7
Котельная Завода ТБО	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,42	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,66
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	22,6	22,6	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
	Удельный расход условного топлива (мазут)	кг _{у.т} /Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
	Удельный расход условного топлива (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
	Удельный расход условного топлива (природный газ)	кг _{у.т} /Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2373,1	2374,9	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3798,8	3797,0
Котельная п. Дровяное (уголь)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	225,0	225,1	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	279,9	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1
Котельная п. Дровяное (дизель)	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	152,2	152,2	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	144,5	144,6	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1	138,1
Котельная ММРП	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	16,55	10,83	10,83	10,83	10,83	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09	6,09
	Годовой расход топлива	тыс. т _{у.т}	15,5	10,8	10,6	10,6	10,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
	Удельный расход условного топлива	кг _{у.т} /Гкал	167,2	172,9	173,3	173,2	173,2	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6	189,6
	Максимальный часовой расход топлива	кг _{у.т} /ч	2766,9	1871,6	1876,4	1875,4	1875,4	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1	1154,1

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных является ОНЗТ и определяется по сумме объемов ННЗТ и НЭЗТ.

ННЗТ обеспечивает работу электростанции и котельной в режиме «выживания» с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы электростанций и котельных и обеспечивает плановую выработку электрической и тепловой энергии.

В таблице 94 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2015 – 2029 гг.

С учетом возможного сценария использования газообразного топлива, на ТЭЦ и котельных предлагается сохранение ныне сжигаемых видов топлива в качестве резервных. При такой схеме (в случае ограничения поставок газа при расчетных температурах наружного воздуха) возможна выработка недостающего количества тепловой энергии путем сжигания резервного вида топлива.

Табл. 94 Нормативные запасы аварийных видов топлива

Источник	Эксплуатирующая организация	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн			
			2014	2019	2024	2029
Котельная п. Дровяное (дизель)	МУП «МУК»	Дизельное топливо	0,0074734	0,0074734	0,0074734	0,0074734
Котельная п. Дровяное (уголь)	МУП «МУК»	Уголь	0,028285	0,028285	0,028285	0,028285
Северная котельная	ОАО «МЭС»	Мазут	3,59	3,59	3,59	3,59
Котельная п. Абрам-Мыс	ОАО «МЭС»	Мазут	0,10	0,1	0,1	0,1
Котельная Роста	ОАО «МЭС»	Мазут	0,61	0,61	0,61	0,61

Раздел 7 Инвестиции в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 10 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 10.00).

7.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на реконструкцию существующих и строительство новых источников тепловой энергии представлено в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 06.00).

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 8 групп проектов, в том числе:

1) Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

2) Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;

3) Группа проектов 13 - мероприятия реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

4) Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;

5) Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

6) Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

7) Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

8) Группа проектов 18 – Газификация (для сценариев 1,2), Перевод энергетики на твердое топливо (для сценария 4), для сценария 3 – не предусмотрено.

При определении затрат на реализацию группы проектов 11, которая включает в себя мероприятия на источниках комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, произведено разделение на затраты, относимые на электрическую энергию, и затраты, относимые на тепловую энергию. Соотношение затрат, относимых на тепловую и электрическую энергию, определяется предполагаемым способом, сроками и графиком окупаемости инвестиций, а также и учитывается при установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Затраты на реализацию мероприятий по каждой системе теплоснабжения представлены в Главе 6 обосновывающих материалов «Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», суммарно по всем группам проектов - в таблице 95.

Табл. 95 Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, млн. руб.

№ группы проектов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	Не определен	Итого по г. Мурманску
	Сценарии 1, 2											
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	660,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	660,31
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	223,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	223,35
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	306,38	0,00	2,07	2,75	23,66	0,00	19,62	1,55	588,95	0,00	944,98
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	416,98	0,00	35,82	0,00	0,00	0,00	0,00	5,81	117,81	0,00	576,41
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0,00	0,00	0,00	20,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,06	42,47
18	Газификация	3094,98	0,00	29,14	10,86	10,88	0,00	42,74	20,72	1031,66	9,71	4250,69
	Итого по источникам тепловой энергии. Сценарии 1, 2	4702,00	0,00	67,03	34,03	34,54	0,00	62,35	28,08	1738,42	31,77	6698,21
	Сценарий 3											
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	660,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	660,31
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	0,00	0,00	0,00	1,33	121,51	0,00	19,62	0,00	605,28	0,00	747,73
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	946,71	0,00	35,82	0,00	0,00	0,00	0,00	5,81	117,81	0,00	1106,14
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,96	24,96
	Итого по источникам тепловой энергии. Сценарий 3	1607,02	0,00	35,82	1,33	121,51	0,00	19,62	5,81	723,09	24,96	2539,14

7.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на реконструкцию и техническое перевооружение систем транспорта тепловой энергии представлено в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО г. Мурманск на период с 2014 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 07.00).

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них входят 8 групп проектов, в том числе:

- 1) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
- 2) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
- 3) Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- 4) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;
- 5) Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
- 6) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- 7) Строительство и реконструкция насосных станций;
- 8) Организация закрытой схемы ГВС.

Основными эффектами от реализации представленных проектов являются:

1) расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надежности и безопасности теплоснабжения;

2) повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях. К ним относятся:

- наладка и автоматизация тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей;
- автоматизация насосных станций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов;
- замена распределительных тепловых сетей;
- строительство сопутствующих конструкций, обеспечивающих нормативные параметры эксплуатации тепловых сетей (сопутствующие дренажи, замена ЗРА на современные образцы, павильоны и т.д.).

Затраты на реализацию мероприятий по каждой системе теплоснабжения представлены в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них», суммарно по всем группам проектов - в таблице 96.

Табл. 96 Сводные финансовые для строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб.

№ групп ы проект ов	Наименование группы проектов	ОАО "МТЭЦ" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 001	ОАО "Завод ТО ТБО" в зоне деятельности ЕТО 001	МУП "МУК" в зоне деятельности ЕТО 002	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 003	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММРП" в зоне деятельности ЕТО 004	ОАО "ММТП" в зоне деятельности ЕТО 005	ОАО "МЭС" в зоне деятельности ЕТО 006	Не определен	Итого по г. Мурманску
	Тепловые сети											
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	0,00	98,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,92	0,00	101,62
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	0,00	25,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	26,17
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	28,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	262,69	0,00	291,63
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса											0,00
	необходимый объем финансирования группы проектов № 6	5378,92	4612,87	0,00	0,00	76,08	0,00	85,08	264,88	3385,17	0,00	13803,00
	объем финансирования группы проектов № 6 за счет статьи затрат "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию	792,90	838,48	0,00	0,00	7,90	0,00	33,18	13,79	487,25	0,00	2173,51
7	Строительство и реконструкция насосных станций	36,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,95	0,00	85,62
8	Организация закрытой схемы ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,23	0,00	8,23
	Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в полном объеме	5447,03	4737,01	0,00	0,00	76,08	0,00	85,08	264,88	3708,67	0,00	14318,76
	Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в объеме, не превышающем уровня затрат по статье "Аренда / амортизация производственного оборудования" в тарифе на тепловую энергию	861,02	962,62	0,00	0,00	7,90	0,00	33,18	13,79	810,76	0,00	2689,27

7.3 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

В связи с предложениями о сохранении существующих температурных графиков в СЦТ, инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение теплоэнергетических объектов не предусматриваются.

Раздел 8 Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

Единая теплоснабжающая организация (ЕТО) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Обязанности ЕТО установлены ПП РФ от 08.08.2012 № 808. В соответствии п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- 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.

По данным базового периода на территории г. Мурманска функционируют 10 котельных и 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

Зоны действия МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной завода ТО ТБО являются технологически связанными и образуют единую систему теплоснабжения. Зоны действия котельной Северная и котельной Роста также являются технологически связанными и образуют единую систему теплоснабжения.

Таким образом, учитывая понятие «системы теплоснабжения», представленное в ст.2 ФЗ-190, и наличие технологических связей между зонами действия перечисленных источников тепловой энергии, согласно ПП РФ №808 от 08.08.2012 г. для них предусматривается установление двух зон деятельности ЕТО, границы одной из которых определяются внешними границами зон действия МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной и котельной завода ТО ТБО, другой - внешними границами зон действия котельной Северная, котельной Роста.

Остальные котельные, функционирующие на территории г. Мурманска, и тепловые сети от них образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Границы систем теплоснабжения, образованных на базе котельной п. Абрам-мыс, угольной котельной п. Дровяное, дизельной котельной п. Дровяное, котельной ММРП, котельной ММТП, соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии. Описание зон действия источников тепловой энергии, функционирующих на территории г. Мурманска, представлены в п. 4 Главы 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (шифр 57-14 ОМ ПСТ 01.00).

Учитывая, что дизельная и угольная котельные п. Дровяное находятся на балансе МУП «МУК», считается целесообразным объединить системы теплоснабжения, образованные на базе данных котельных, в одну зону деятельности ЕТО.

Учитывая изложенное выше, на территории г. Мурманска предлагается выделить 6 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- Зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной завода ТО ТБО;
- Зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе систем теплоснабжения от угольной и дизельной котельных п. Дровяное;
- Зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной п. Абрам-мыс;
- Зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной ММРП;
- Зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной ММТП;
- Зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной Северная, котельной Роста.

Реестр существующих изолированных, технологически не связанных систем теплоснабжения, действующих на территории г. Мурманска, представлен в таблице 97.

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 98.

Табл. 97 Реестр существующих изолированных, технологически не связанных систем теплоснабжения, действующих на территории г. Мурманска

Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения	Эксплуатирующая организация, балансовая принадлежность	
	Источник	Тепловые сети
Система теплоснабжения, образованная на базе МТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной Завода ТО ТБО	ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной п. Абрам-мыс	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"
Система теплоснабжения, образованная на базе угольной котельной п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК", муниципальные тепловые сети
Система теплоснабжения, образованная на базе дизельной котельной п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной ММРП	ОАО "ММРП"	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"
Система теплоснабжения, образованная на базе котельной Северная, котельной Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»

Табл. 98 Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	МТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная, котельная Завода ТО ТБО	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО"
002	Угольная котельная п. Дровяное, дизельная котельная п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"	МУП "МУК"
003	Котельная п. Абрам-мыс	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"	ОАО "МЭС"
004	Котельная ММРП	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"	ОАО "ММРП"	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"
005	Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"
006	Котельная Северная, котельная Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п. 19 установлены ПП РФ от 08.08.2012 № 808 могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены в ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

Критерии определения ЕТО:

- Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны действия ЕТО;
- Размер собственного капитала;
- Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных,

которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Предложения по присвоению статуса ЕТО на территории г. Мурманска представлены в таблице 99.

Детальное обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. №808, приведено в Главе 11 «Обоснование предложения по определению ЕТО» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения (шифр 57-14 ОМ ПСТ 11.00).

Табл. 99 Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
001	МТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная, котельная Завода ТО ТБО	ОАО "МЭС", ОАО "МТЭЦ", ОАО "Завод ТО ТБО", ОАО "МЭК", ОАО "РЭУ"	ОАО "МТЭЦ"	Владение на праве собственности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО
002	Угольная котельная п. Дровяное, дизельная котельная п. Дровяное	МУП "МУК"	МУП "МУК"	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение двумя источниками тепловой энергии.
003	Котельная п. Абрам-мыс	ОАО "МЭС", ОАО "МЭК"	ОАО "МЭС"	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
004	Котельная ММРП	ОАО "ММРП", ОАО "МЭС"	ОАО "ММРП"	Владение на праве собственности единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
005	Котельная ММТП	ОАО "ММТП"	ОАО "ММТП"	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная Северная, котельная Роста	ОАО «МЭС»	ОАО «МЭС»	Владение на праве аренды двумя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории городского округа организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт).

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с пунктами 7 - 10 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г.

Раздел 9 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается переключение части потребителей тепловой энергии на теплоснабжение от Восточной котельной.

Влияние данных переключений на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2014 по 2029 г. (шифры 57-14 ОМ ПСТ 06.00 и 57-14 ОМ ПСТ 07.00 соответственно).

Раздел 10 Решения по бесхозным тепловым сетям

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей представлен в Главе 1 обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» МО г.Мурманск с 2010 по 2029 г. (шифр 57-14 ОМ ПСТ 01.00).

Порядок определения теплосетевой организации, уполномоченной на эксплуатацию выявленных бесхозных сетей, установлен в Статье 15 п. 6 Федерального закона РФ от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и

обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Сводный перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей представлен в таблице 100.

Табл. 100 Сводный перечень бесхозяйных сетей

№ п/п	Адрес объекта	Наименование	Единицы измерения	Кол-во
Октябрьский административный округ				
1	ул. П. Зори, д. 5, 7, 9, 11	транзитная тепловая сеть		
2	от тепловой камеры ТК-35/2 через теплоцентр дома № 18 по ул. Профсоюзов на теплоцентр дома № 20 по ул. Профсоюзов	транзитная тепловая сеть		
3	от тепловой камеры ТК-17/3а через теплоцентр дома № 14 по пр. Ленина, далее на теплоцентр дома № 16 по пр. Ленина и на теплоцентр дома № 6а по пр. Ленина	транзитная тепловая сеть		
Ленинский административный округ				
4	ул. Сафонова, д. 19-21	наружная сеть отопления		
5	ул. Ивченко, д. 8 (от ТК-1226 до ТК-123в)	наружная сеть отопления		
6	от ТК-1226 до ТК 122в на ст. Комсомольск-Промышленная (территория овощехранилища (ул. Свердлова)	участок теплосети		
Первомайский административный округ				
7	пр. Кирова, д. 49 - пр. Кольский, д. 2	наружная сеть отопления		
8	от дизельной котельной п. Дровяное до домов №№ 6, 23, 25 по ул. Прибрежной	тепловая сеть	м	647,4