



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«__» _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«__» _____ 2023 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы**

г. Санкт-Петербург

2023 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Газизов Ф. Н.	Технический директор ООО "Невская Энергетика". Технический контроль, контроль исполнения договорных обязательств.
Прохоров И.А.	Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения
Антипова А.Д.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
Искимжи Е.А.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";
- Глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";
- Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";
- Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";
- Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
- Глава 10 "Перспективные топливные балансы";
- Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";
- Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию ";
- Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";
- Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";
- Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";
- Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";
- Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения".

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	4
Оглавление	5
Определения.....	12
Перечень принятых обозначений.....	14
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК	16
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды	16
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе.....	27
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе.....	35
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу в целом.....	35
РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	37
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	37
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	42
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	44
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой	

энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения.....73

2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения75

РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ

ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

77

3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.....77

3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....92

РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

93

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска.....93

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска95

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ,

ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ

ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

110

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города Мурманска, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии110

5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....111

5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....133

5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных203

5.5. 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 или экономически нецелесообразно.....	203
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	203
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации	204
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.....	204
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	205
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	205

РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 206

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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)	207
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Мурманска под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	211
6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	220

6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	221
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей	240
6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	240
6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	244
6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	277

РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

281

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения	281
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	294

РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

295

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.....	295
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии.....	308
8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	309

8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске	317
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска ..	317
РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	318
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	318
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	332
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	342
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	342
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям	342
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации.....	344
РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)	345
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)	345
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)	349
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	350
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....	357
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска	357
РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	358
РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	359

**РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, СХЕМОЙ И
ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, А
ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДА
МУРМАНСКА 360**

- 13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии360
- 13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии 361
- 13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....361
- 13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения361
- 13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии362
- 13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения362
- 13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Мурманска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....362

**РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА
МУРМАНСКА 363**

РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

378

Определения

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

Термины	Определения
	входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Граница эксплуатационной ответственности	Линия раздела элементов источников тепловой энергии, тепловых сетей или теплопотребляющих установок по признаку ответственности за эксплуатацию тех или иных элементов, устанавливаемая соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, а при отсутствии такого соглашения - определяемая по границе балансовой принадлежности
Смежные организации	Организации, владеющие на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения. Под смежной организацией в целях настоящих Правил понимается также индивидуальный предприниматель, владеющий на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения.

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	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	ПУ	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
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы

№ п/п	Сокращение	Пояснение
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

РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей г. Мурманска приведен в Главе 2 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние 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 прироста строительных площадей выполнен на основании данных комитета по жилищной политике и комитета градостроительства и территориального развития администрации города Мурманска, с учетом имеющихся проектов планировок. Кроме того, использованы данные о выданных технических условиях на подключение новых объектов к системе централизованного теплоснабжения, предоставленные теплоснабжающими организациями города, данные по сносу ветхого и аварийного жилья.



Рисунок 1. Существующее административное деление г. Мурманска

Генеральным планом развития г. Мурманска предусматривается увеличение средней жилищной обеспеченности населения общей площадью жилья до 30 кв. м на человека. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 5,4 кв. м на человека или 22,1 %.

Генеральным планом развития г. Мурманска предусмотрено развитие следующих зон жилой застройки:

Зона застройки многоэтажными жилыми домами

- в левобережной части – пос. Дровяное, пос. Абрам – Мыс в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Ленинском округе – кварталы № 2, 3, 4, 41 в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Октябрьском округе – район Больничный;
- в Первомайском округе – район Жилстрой в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- уплотнительная застройка в Ленинском округе, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- микрорайон 204, в соответствии с утвержденным генеральным планом.

Зона застройки среднеэтажными жилыми домами предназначена для застройки многоквартирными жилыми домами (этажность от 5 до 8 эт.) и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания. Зона застройки среднеэтажными жилыми домами определена на существующие отдельные кварталы со зданиями не выше 8 этажей, а также предлагается проектная зона в Первомайском округе, к югу от района Жилстрой.

Зона застройки малоэтажными жилыми домами предназначена для застройки преимущественно многоквартирными жилыми домами (этажность до 4), домами блокированной застройки и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания с размещением объектов инженерного обеспечения. Предлагается развитие зон застройки малоэтажными жилыми домами на следующих территориях:

- в микрорайоне Росляково, в соответствии с утвержденным генеральным планом
- вблизи ул. Достоевского - в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в Октябрьском округе – северо-восточная часть округа, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- на участке в районе автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

Зона застройки индивидуальными жилыми домами предназначена для застройки индивидуальными жилыми домами (этажность до 3) и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания с размещением объектов инженерного обеспечения.

Развитие зон индивидуальной жилой застройки предлагается:

- в Первомайском округе – в районе улицы Капитана Орликовой, в соответствии с утвержденным генеральным планом; в районе проезда Молодежный, к югу от мкрн Жилстрой;

- восточнее проезда Ледокольного;
- в районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе обьездной дороги;
- на пересечении ул. Шевченко и автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- на участке к югу от долины Уюта;
- в левобережной части – в районе пос. Дровяное, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в районе пос.Абрам-Мыс, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в районе ул. Лесная;
- уплотнительная застройка в юго-западной части жилого мкр. Росляково- в соответствии с утвержденным генеральным планом.

- в Ленинском округе - квартал 180.

Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Октябрьский округ												
Административное здание ГОБУ «МФЦ МО» по адресу: г. Мурманск, Театральный бульвар, д.3	кв.м	335	0	0	0	335	0	0	0			
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	кв.м	8230	0	8230	0	0	0	0	0			
МКД на Павлова	кв.м	779	0	0	779	0	0	0	0			
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер»: Инфек-ый корп., Хирург-ий корп., зд-е Архива, паталогоанатом-ого к., Станция СП	кв.м	7745	0	0	7745	0	0	0	0			
Егорова, 6	кв.м	858	0	858	0	0	0	0	0			
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	кв.м	35721	0	0	35721	0	0	0	0			
Система вентиляции Гимназии № 1, Связи, 30	кв.м	3169	0	0	0	3169	0					
Домостроительная,18/1	кв.м	6236	0	0	6236	0	0	0	0			
Папанина, 2	кв.м	1050	0	0	1050	0	0					
Школа 53, Папанина, д.3	кв.м	8311	0	0	8311	0	0	0	0			
Школа 49, Мира, д.12	кв.м	7936	0	0	7936	0	0	0	0			
СОШ 56, Седова, д.8	кв.м	8235	0	8235	0	0	0	0	0			
Итого по Октябрьскому округу		88604	0	17322	67777	3504	0	0	0	0	0	0
Первомайский округ												
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	кв.м	8396	0	0	8396	0	0	0	0			
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	кв.м	11110	0	11110	0	0	0	0	0			
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	кв.м	8330	0	0	8330	0	0	0	0			

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	кв.м	5175	0	0	0	5175	0	0	0			
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	кв.м	400	0	400	0	0	0	0	0			
Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса с плавательным бассейном «СБ-48»	кв.м	11050	0	0	11050	0	0	0	0			
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	кв.м	8255	0	0	0	8255	0	0	0			
Здание Российской учебно-спортивной базы, Долина Уюта,1	кв.м	3451	0	0	3451	0	0	0	0			
Школа 22, Копытова,36	кв.м	1361	0	0	0	1361	0	0	0			
Школа 22,Г.Рыбачьего, д.58	кв.м	8190	0	0	8190	0	0	0	0			
Мурманский международный лицей, пр-д Ледокольный, д. 23	кв.м	6304	0	0	6304	0	0	0	0			
Спортивная школа, ул. Баумана, д. 1	кв.м	3800	0	3800	0	0	0	0	0			
Итого по Первомайскому округу		75822	0	15310	45721	14791	0	0	0	0	0	0
Ленинский округ												
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	кв.м	2065	0	0	2065	0	0	0	0	0	0	0
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	кв.м	4533	0	0	2267	2267	0	0	0	0	0	0
МКД, ул. Бредова, д. 9	кв.м	873	0	0	873	0	0	0	0	0	0	0
Школа по пер. Казарменному	кв.м	9840	0	0	0	9840	0	0	0	0	0	0
"Опотово-розничный магазин "Индустриальный", ул. Свердлова, д. 11	кв.м	2000	0	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
"Центр культурного развития в городе Мурманске", в районе дома № 35 по ул. Аскольдовцев	кв.м	2400	0	0	2400	0	0	0	0	0	0	0
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	кв.м	2367	0	2367	0	0	0	0	0	0	0	0
МКД, район дома № 11 по ул.Успенского	кв.м	3467	0	0	3467	0	0	0	0	0	0	0
Склад-ангар (мойка авто), ул. Адмирала Лобова, д. 57	кв.м	667	0	667	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого по Ленинскому округу	кв.м	28212	0	5033	11072	12107	0	0	0	0	0	0

Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Ленинский округ	кв.м	0,0	5033,3	16105,0	28211,7	28211,7	28211,7	28211,7	28211,7	28211,7	28211,7
Многэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	6606,7	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3
Средне- и малозэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	5033,3	9498,3	19338,3	19338,3	19338,3	19338,3	19338,3	19338,3	19338,3
Октябрьский округ	кв.м	0,0	17322,3	85099,6	88603,7	88603,7	88603,7	88603,7	88603,7	88603,7	88603,7
Многэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	857,6	8922,0	8922,0	8922,0	8922,0	8922,0	8922,0	8922,0	8922,0
Средне- и малозэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	16464,6	76177,6	79681,7	79681,7	79681,7	79681,7	79681,7	79681,7	79681,7
Первомайский округ	кв.м	0,0	15310,0	61030,9	75821,9	75821,9	75821,9	75821,9	75821,9	75821,9	75821,9
Многэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	0,0	13430,0	13430,0	13430,0	13430,0	13430,0	13430,0	13430,0
Средне- и малозэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	15310,0	61030,9	62391,9	62391,9	62391,9	62391,9	62391,9	62391,9	62391,9
Всего	кв.м	0,0	37665,6	162235,5	192637,2	192637,2	192637,2	192637,2	192637,2	192637,2	192637,2

Таблица 3 – Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период до 2042 года

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Ленинский округ	кв.м	0,0	0,0	434,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		-	-	434,7	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул. Шестой Комсомольской Батареи, д.53	кв.м			434,7							
Октябрьский округ	кв.м	0	4831,9	0	0	0	0	0	0	0	0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		-	4831,9	-	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул.Чехова, д.7	кв.м		436,0								
МЖД, ул. Радищева, д.66	кв.м		515,0								
МЖД, ул.Чехова, д.3	кв.м		432,6								
МЖД, ул.Чехова, д.5	кв.м		429,1								
МЖД, переулок Дальний, д.10	кв.м		349,2								
МЖД, ул.Радищева, д.72/6	кв.м		350,1								
МЖД, переулок Дальний, д.12	кв.м		435,5								
МЖД, ул.Чехова, д.9	кв.м		349,6								
МЖД, переулок Дальний, д.14	кв.м		421,0								
МЖД, ул.Радищева, д.68	кв.м		336,6								
МЖД, ул.Радищева, д.62/1	кв.м		439,5								
МЖД, ул.Радищева, д.70	кв.м		337,7								
Первомайский округ	кв.м	1200	0	1371,2	0	0	0	0	0	0	0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		1200	-	1371,2	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул. Фрунзе, д. 12	кв.м	1200									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 3/10	кв.м			840							
МЖД, ул. Халтурина, д.4	кв.м			531,2							
Всего*	кв.м	1200	4831,9	1805,9	0	0	0	0	0	0	0

*в соответствии с положениями Градостроительного кодекса РФ, снос объектов капитального строительства носит уведомительный характер. В настоящее время, в Комитете имущественных отношений имеется перечень объектов (аварийные дома), подключенных к теплоснабжению и планируемых к выводу из эксплуатации на 2023-2025 гг. При последующих актуализациях, перечень объектов, подлежащих к выводу из эксплуатации на более позднем сроке, будет корректироваться.

Таблица 4 – Общее (с учетом вывода из эксплуатации) изменение строительных фондов в период до 2042 года

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Ленинский округ	кв.м	0,0	5033,3	15670,3	27777,0	27777,0	27777,0	27777,0	27777,0	27777,0	27777,0
Октябрьский округ	кв.м	0,0	12490,4	80267,7	83771,8	83771,8	83771,8	83771,8	83771,8	83771,8	83771,8
Первомайский округ	кв.м	-1200,0	14110,0	58459,7	73250,7	73250,7	73250,7	73250,7	73250,7	73250,7	73250,7
Всего	кв.м	-1200,0	31633,7	154397,7	184799,4	184799,4	184799,4	184799,4	184799,4	184799,4	184799,4

В таблице 5 представлен прирост площадей жилой застройки на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения в зонах действия источников теплоснабжения.

Перечень объектов, планируемых к обеспечению тепловой энергией от индивидуальных источников, представлен в таблице 6.

Таблица 5 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зоне действия источников теплоснабжения

Источник	Округ	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	2065,0	2065,0	2065,0	2065,0	2065,0	2065,0	2065,0	2065,0
	Октябрьский	кв.м	0	4256	12779	13114	13114	13114	13114	13114	13114	13114
	Первомайский	кв.м	-1200	-1200	5824	5824	5824	5824	5824	5824	5824	5824
Восточная котельная	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Октябрьский	кв.м	0,0	8234,6	67488,4	70657,5	70657,5	70657,5	70657,5	70657,5	70657,5	70657,5
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Южная котельная	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	15310,0	52635,3	67426,2	67426,2	67426,2	67426,2	67426,2	67426,2	67426,2
Котельная "Северная"	Ленинский	кв.м	0,0	4366,7	12938,6	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная Роста	Ленинский	кв.м	0,0	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

*Информация об изменениях строительных фондов в зонах действия других источников г. Мурманска отсутствует

Таблица 6 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зонах перспективного строительства, предусматриваемых к обеспечению индивидуальными источниками тепловой энергии

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м²	Подключение к системе теплоснабжения
1	67 индивидуальных жилых домов; общеобразовательное учреждение на 280 мест; дошкольное учреждение на 110 мест	Р-н проезда Молодежного	13 257	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
2	Индивидуальные жилые дома	В районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе объездной дороги	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
3	Индивидуальные жилые дома	На участке к югу от долины Уюта	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
4	Индивидуальные жилые дома	В левобережной части – в районе пос. Дровяное	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
5	32 участка индивидуального жилищного строительства	Р-н пос. Абрам-Мыс, между ул. Лесной и ул. Судоремонтной	4 800	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять децентрализованно от автономных теплогенераторов, работающих на газовом топливе. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей
6	Индивидуальная жилая застройка; детский сад на 70 мест; начальная школа на 75 мест; внешкольное учреждение на 10 мест	Р-н ул. Лесной	21 400	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
7	Уплотнительная застройка	Юго-западной части жилого мкр. Росляково	2 250	Проектом рассмотрено 2 варианта: 1) отопление объектов капитального строительства газом (от вновь построенных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа); 2) отопление объектов капитального строительства электричеством (от электрических котлов отопления)
8	54 жилых индивидуальных дома; детское учреждение дошкольного образования на 70 мест; общеобразовательная школа на 110 мест;	Территория, расположенная восточнее проезда Ледокольного	8 014	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
9	136 индивидуальных жилых домов, детский сад на 120 мест; общеобразовательная школа на 280 мест; объекты культурно-бытового обслуживания; бассейн	51:20:0001318 ул. Шевченко и автодорога Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	20 400	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве

1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий, строений и сооружений на основании площадей планируемой застройки, представленных в Главе 2 Обосновывающих материалов и технических условий на подключение, выданных теплоснабжающими организациями.

Согласно Генеральному плану г. Мурманска, строительство дополнительных источников тепловой энергии предусматривается в микрорайонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии. Перспективные потребители, находящиеся в зонах действия Мурманской ТЭЦ, Южной котельной, Восточной котельной, котельной «Северная» будут подключены к соответствующим источникам.

Подключение перспективных потребителей, находящихся в зоне эффективного теплоснабжения от муниципальных котельных, должно производиться к соответствующим источникам при условии наличия достаточного резерва располагаемой тепловой мощности, а также при условии соблюдения необходимых гидравлических параметров работы тепловых сетей от источников.

При разработке проектов планировки и проектов малоэтажной жилой застройки и застройки индивидуальными жилыми домами, необходимо предусматривать теплоснабжение от автономных источников теплоснабжения. Централизованное теплоснабжение малоэтажной застройки и индивидуальной застройки нецелесообразно по причине малых нагрузок и малой плотности застройки, ввиду чего требуется строительство тепловых сетей значительной протяженности и малых диаметров.

Прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки потребителей г. Мурманска по источникам теплоснабжения по годам прогнозного периода представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок потребителей г. Мурманска

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ												
Мурманская ТЭЦ, всего	Отопление/ вентиляция	4,674		1,818	2,789	0,067						
	ГВС	1,154		0,324	0,830							
	Всего	5,828		2,142	3,620	0,067						
в том числе:												
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	Отопление/ вентиляция	0,672			0,672							
	ГВС	0,250			0,250							
	Всего	0,922			0,922							
Административное здание ГОБУ «МФЦ МО» по адресу: г. Мурманск, Театральный бульвар, д.3	Отопление/ вентиляция	0,067				0,067						
	ГВС											
	Всего	0,067				0,067						
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	Отопление/ вентиляция	0,413			0,413							
	ГВС	0,250			0,250							
	Всего	0,663			0,663							
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	Отопление/ вентиляция	1,646		1,646								
	ГВС	0,324		0,324								
	Всего	1,970		1,970								
МКД на Павлова	Отопление/ вентиляция	0,156			0,156							
	ГВС	0,217			0,217							
	Всего	0,373			0,373							
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер»: Инфек-ый корп., Хирург-ий корп., зд-е Архива, паталогоанатом-ого к., Станция СП	Отопление/ вентиляция	1,549			1,549							
	ГВС	0,113			0,113							
	Всего	1,662			1,662							

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Егорова, 6	Отопление/вентиляция	0,172		0,172								
	ГВС											
	Всего	0,172		0,172								
Восточная котельная												
Восточная котельная, всего	Отопление/вентиляция	5,459		0,659	4,167	0,634						
	ГВС	1,021			1,021							
	Всего	6,480		0,659	5,187	0,634						
в том числе												
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	Отопление/вентиляция	2,381			2,381							
	ГВС	1,021			1,021							
	Всего	3,402			3,402							
Система вентиляции Гимназии № 1, Связи, 30	Отопление/вентиляция	0,63				0,634						
	ГВС											
	Всего	0,63				0,634						
Домостроительная,18/1	Отопление/вентиляция	0,416			0,416							
	ГВС											
	Всего	0,416			0,416							
Папанина, 2	Отопление/вентиляция	0,070			0,070							
	ГВС											
	Всего	0,070			0,070							
Школа 53, Папанина, д.3	Отопление/вентиляция	0,665			0,665							
	ГВС											
	Всего	0,665			0,665							
Школа 49, Мира, д.12	Отопление/вентиляция	0,635			0,635							
	ГВС											
	Всего	0,635			0,635							
СОШ 56, Седова, д.8	Отопление/вентиляция	0,659		0,659								

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
	ГВС											
	Всего	0,659		0,659								
Южная котельная												
Южная котельная	Отопление/вентиляция	10,416		2,357	5,267	2,792						
	ГВС	2,947		0,647	0,555	1,745						
	Всего	13,363		3,004	5,822	4,537						
в том числе:	Отопление/вентиляция											
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	Отопление/вентиляция	2,222		2,222								
	ГВС	0,647		0,647								
	Всего	2,869		2,869								
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	Отопление/вентиляция	1,666			1,666							
	ГВС	0,550			0,550							
	Всего	2,216			2,216							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	Отопление/вентиляция	1,035				1,035						
	ГВС	1,289				1,289						
	Всего	2,324				2,324						
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	Отопление/вентиляция	0,080		0,080								
	ГВС											
	Всего	0,080		0,080								
Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса с плавательным бассейном «СБ-48»	Отопление/вентиляция	2,210			2,210							
	ГВС											
	Всего	2,210			2,210							
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	Отопление/вентиляция	1,651				1,651						
	ГВС	0,456				0,456						
	Всего	2,107				2,107						
Здание Российской учебно-спортивной базы, Долина Уюта, 1	Отопление/вентиляция	0,267			0,267							
	ГВС	0,005			0,005							

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
	Всего	0,273			0,273							
Школа 22, Копытова,36	Отопление/вентиляция	0,106				0,106						
	ГВС											
	Всего	0,106				0,106						
Школа 22,Г.Рыбачьего, д.58	Отопление/вентиляция	0,635			0,635							
	ГВС											
	Всего	0,635			0,635							
Мурманский международный лицей, пр-д Ледокольный, д. 23	Отопление/вентиляция	0,489			0,489							
	ГВС											
	Всего	0,489			0,489							
Спортивная школа, ул. Баумана, д. 1	Отопление/вентиляция	0,055		0,055								
	ГВС											
	Всего	0,055		0,055								
Северная котельная												
Северная котельная	Отопление/вентиляция	3,82		0,66	1,35	1,82						
	ГВС	2,24		0,68	0,82	0,73						
	Всего	6,06		1,54	2,17	2,55						
в том числе:												
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	Отопление/вентиляция	0,68			0,34	0,34						
	ГВС	0,54			0,27	0,27						
	Всего	1,22			0,61	0,61						
МКД, ул. Бредова, д. 9	Отопление/вентиляция	0,13			0,13							
	ГВС	0,10			0,10							
	Всего	0,23			0,23							
Школа по пер. Казарменному	Отопление/вентиляция	1,48				1,48						
	ГВС	0,46				0,46						
	Всего	1,94				1,94						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
"Оптово-розничный магазин "Индустриальный", ул. Свердлова, д. 11	Отопление/вентиляция	0,30		0,30								
	ГВС											
	Всего	0,30		0,30								
"Центр культурного развития в городе Мурманске", в районе дома № 35 по ул. Аскольдовцев	Отопление/вентиляция	0,36			0,36							
	ГВС	0,09			0,09							
	Всего	0,45			0,45							
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	Отопление/вентиляция	0,36		0,36								
	ГВС	0,68		0,68								
	Всего	1,04		1,04								
МКД, район дома № 11 по ул. Успенского	Отопление/вентиляция	0,52			0,52							
	ГВС	0,36			0,36							
	Всего	0,88			0,88							
Котельная Роста												
Склад-ангар (мойка авто), ул. Адмирала Лобова, д. 57	Отопление/вентиляция	0,10		0,10								
	ГВС	0,10		0,10								
	Всего	0,20		0,20								

Таблица 8 – Прирост перспективных нагрузок по источникам (нарастающим итогом)

Источник	Ед.изм.	Вид тепловой нагрузки	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	Гкал/час	ОВ	0	1,818	4,607	4,674	4,674	4,674	4,674	4,674	4,674	4,674
	Гкал/час	ГВС	0	0,324	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
	Гкал/час	Всего	0	2,142	5,761	5,828	5,828	5,828	5,828	5,828	5,828	5,828
Восточная котельная	Гкал/час	ОВ	0	0,659	4,826	5,459	5,459	5,459	5,459	5,459	5,459	5,459
	Гкал/час	ГВС	0	0	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021
	Гкал/час	Всего	0	0,659	5,846	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480
Южная котельная	Гкал/час	ОВ	0	2,357	7,624	10,416	10,416	10,416	10,416	10,416	10,416	10,416
	Гкал/час	ГВС	0	0,647	1,202	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947
	Гкал/час	Всего	0	3,004	8,826	13,363	13,363	13,363	13,363	13,363	13,363	13,363
Котельная «Северная»	Гкал/час	ОВ	0	0,755	2,106	3,922	3,922	3,922	3,922	3,922	3,922	3,922
	Гкал/час	ГВС	0	0,782	1,604	2,335	2,335	2,335	2,335	2,335	2,335	2,335
	Гкал/час	Всего	0	1,537	3,710	6,257	6,257	6,257	6,257	6,257	6,257	6,257
Котельная Роста	Гкал/час	ОВ	0	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
	Гкал/час	ГВС	0	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
	Гкал/час	Всего	0	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200

Таблица 9 – Прирост расхода теплоносителя в зонах действия источников (нарастающим итогом)

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	т/час	ОВ	0,0	36,4	92,1	93,5	93,5	93,5	93,5	93,5	93,478	93,478
	т/час	ГВС	0,0	6,5	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,089	23,089
	т/час	Всего	0,0	42,8	115,2	116,6	116,6	116,6	116,6	116,6	116,567	116,567
Восточная котельная	т/час	ОВ	0,0	13,2	96,5	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,189	109,189
	т/час	ГВС	0,0		20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,412	20,412
	т/час	Всего	0,0	13,2	116,9	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,601	129,601
Южная котельная	т/час	ОВ	0,0	47,1	152,5	208,3	208,3	208,3	208,3	208,3	208,312	208,312
	т/час	ГВС	0,0	12,9	24,0	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,947	58,947
	т/час	Всего	0,0	60,1	176,5	267,3	267,3	267,3	267,3	267,3	267,259	267,259
Котельная «Северная»	т/час	ОВ	0,0	14,6	44,6	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9
	т/час	ГВС	0,0	15,2	33,4	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
	т/час	Всего	0,0	29,7	78,0	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6
Котельная Роста	т/час	ОВ	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	т/час	ГВС	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	т/час	Всего	0,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0

1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

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 нежилых 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.

1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу в целом

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки указывается с учетом площади действия источника тепловой энергии и нагрузки, которая к нему подключена. Существующее и перспективное значение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки

Наименование котельной	Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Гкал·10–3/ч·м2	Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Гкал·10–3/ч·м2
Мурманская ТЭЦ	0,000015088	0,000013806
Южная котельная	0,000022183	0,000025319
Восточная котельная	0,000015469	0,000026033
Котельная «Северная»	0,000016777	0,000021089
Котельная «Роста»	0,000014991	-
Котельная «Абрам-Мыс»	0,000010001	0,000010001
Котельная ТЦ «Росляково-1»	0,000010479	0,000010477
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,000003638	0,000004238
Котельная «Фестивальная»	0,000008633	0,000008633
Угольная котельная МУП «МУК»	0,000005771	0,000005771
Дизельная котельная МУП «МУК»	0,000006758	0,000006758
Котельная АО «ММТП»	0,000005105	0,000005105
Котельная №22	0,000016550	0,000016550

РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей приведены в Главе 4 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 г.

2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

В настоящее время в г. Мурманск действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 14 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

- **АО «Мурманская ТЭЦ»**

На балансе предприятия находится большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт» (АО «МЭС»).

- **АО «МЭС»**

Осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая, теплосетевая и теплосбытовая организация. Организация эксплуатирует:

- 1) на основании права собственности:

- четыре источника тепловой энергии (котельная «Северная»; котельная «Роста», котельная «Абрам Мыс» и блочно-модульная котельная ул. Фестивальной) и тепловые сети от них в г. Мурманске;
- внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,

– тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»;

– два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них.

Также на балансе АО «МЭС» находится 2 источника теплоснабжения, расположенные на территории города - котельная «Перинатального центра» (ул. Лобова, д. 8) и котельная противотуберкулезного диспансера (ул. Лобова, д. 12). Данные источники работают только в межотопительный период и обеспечивают тепловой энергией исключительно собственных потребителей, поэтому в настоящей далее в схеме теплоснабжения не рассматриваются.

Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных, определенные по балансовой принадлежности объектов теплоснабжения, представлены графически на рисунках 2 - 3, а также в приложении М к Главе 1. Границы эксплуатационной ответственности определены в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

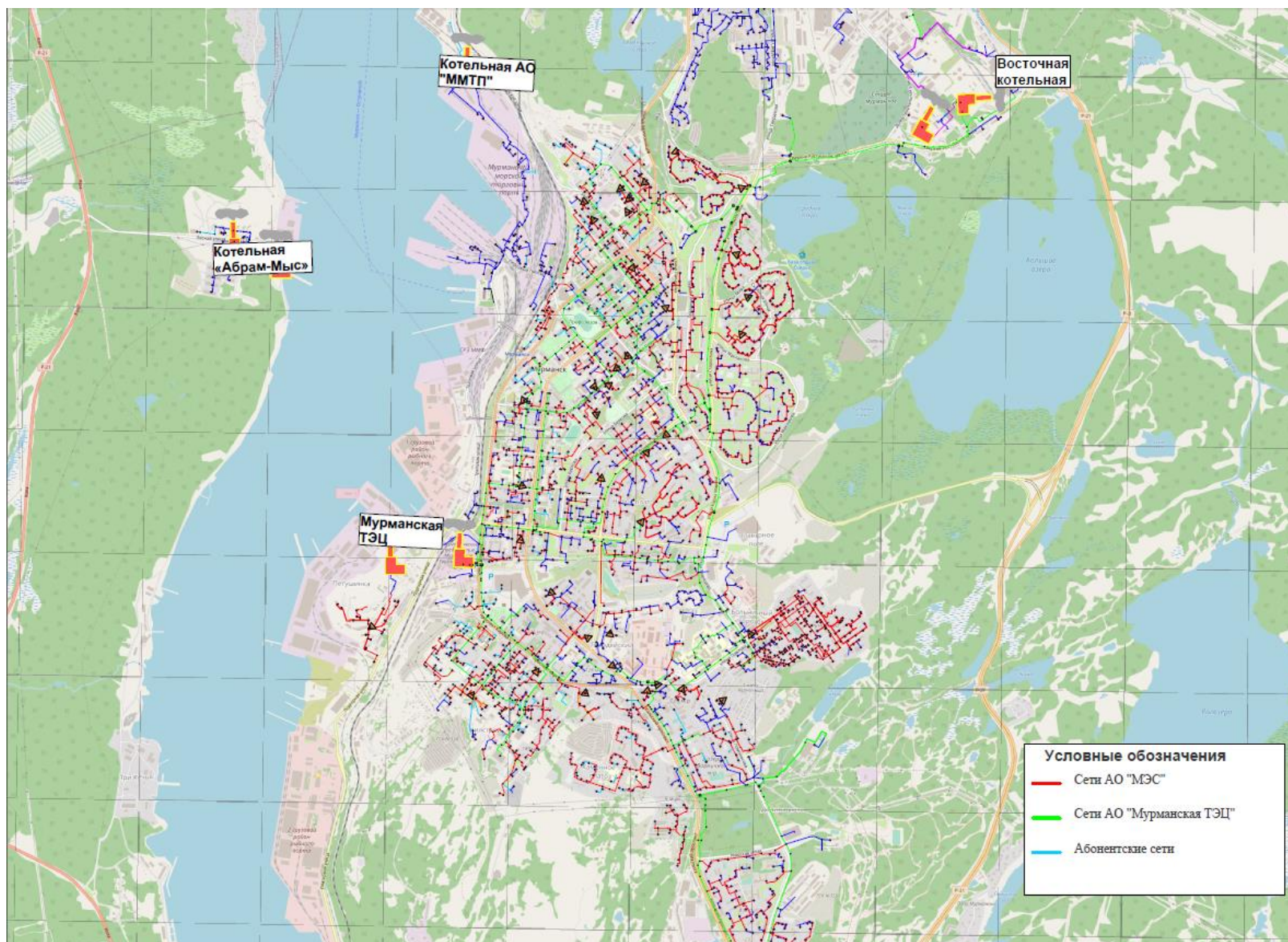


Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

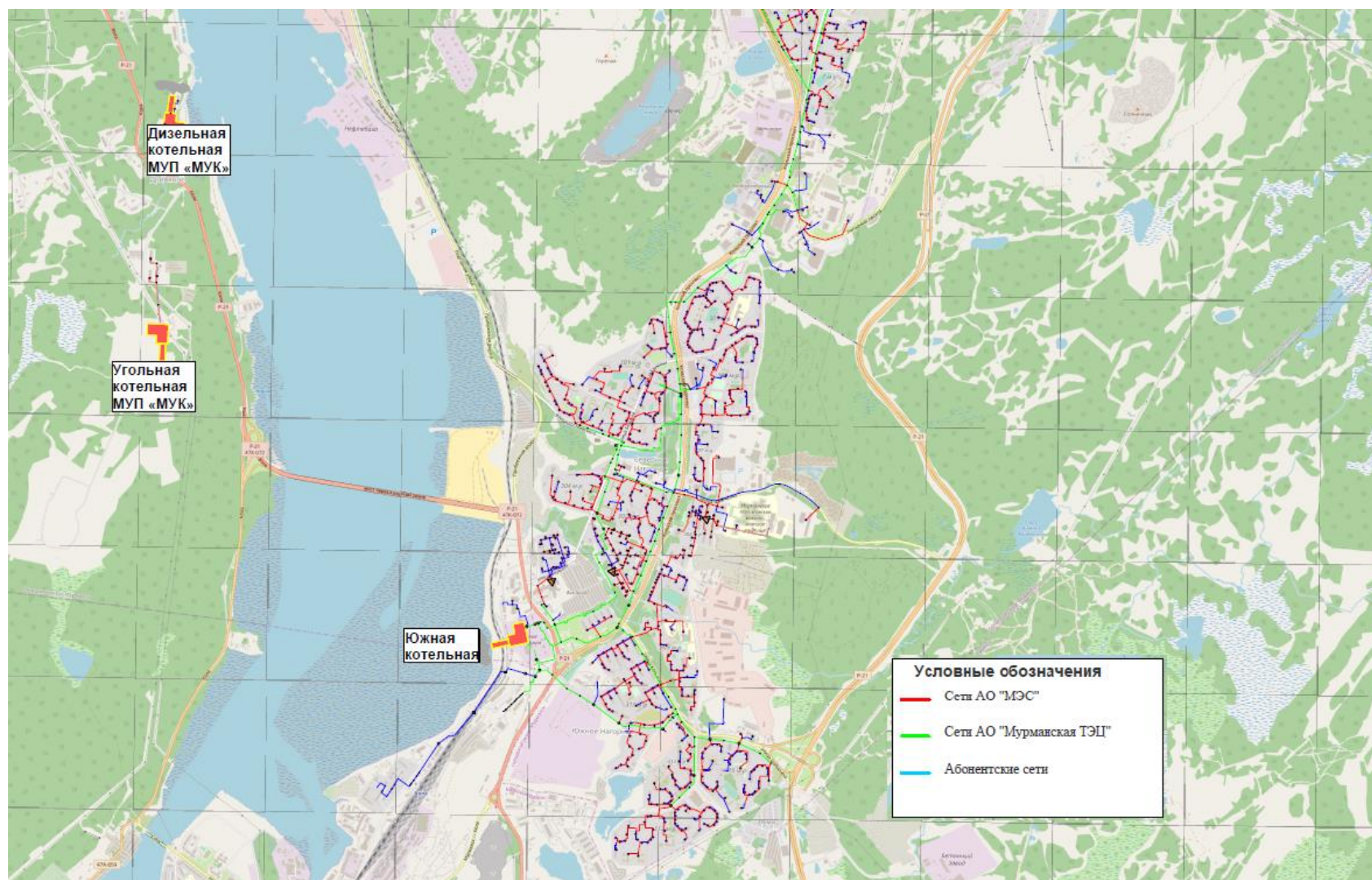


Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

– **МУП «Мурманская управляющая компания» (МУП «МУК»)**

Предприятие является единственной теплоснабжающей организацией для населения, проживающего в районе «Дровяное» на территории города. На балансе находятся два источника тепловой энергии, теплоснабжение от которых осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

– **Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» (АО «Завод ТО ТБО»)**

Предприятие осуществляет продажу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

– **АО «Мурманский морской торговый порт» (АО «ММТП»)**

На территории предприятия есть источник тепловой энергии, находящийся в долгосрочной аренде и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является ФГУП «Росморпорт». Тепловая энергия поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала.

– **Федеральное Государственное Бюджетное Учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)** в лице Жилищно-коммунальной службы № 1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК Северного Флота. (**ЖКС № 1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ**).

Учреждение осуществляет эксплуатацию котельной, которая помимо теплоснабжения в/г № 6, обеспечивает подачу тепловых ресурсов населению двух многоквартирных домов по улице Мохнаткина Пахта жилого района Росляково.

Также в оперативном управлении Учреждения в г. Мурманске находятся участки тепловых сетей, тепловые пункты и 15 котельных, обеспечивающих тепловой энергией объекты войсковых частей и организаций Министерства обороны.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в приложении К к Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг.

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения от АО «Мурманская ТЭЦ», а также для решения проблемы дефицита

тепловой мощности на АО «Мурманская ТЭЦ» предлагается перевод части потребителей на теплоснабжение от Восточной котельной.

Влияние данного мероприятия на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг. соответственно.

2.2. 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 1 Главы 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг. представлены условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

В соответствии с Генеральным планом, индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;

- любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;
- инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²/год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

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.

Величина расчетных тепловых нагрузок в границах индивидуального строительства по муниципальному образованию представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период

№ п/п	Наименование застройки	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	Индивидуальная жилая застройка	96,5	-	5,0	101,5

2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки рассчитаны следующим образом:

- определяются существующие и перспективные нагрузки на систему централизованного теплоснабжения (СЦТС) с разделением по зонам действия источников;
- полученные нагрузки суммируются с расчетными значениями потерь мощности;
- анализируются расчетные значения подключенных к источникам нагрузок и мощности нетто котельных. По результатам анализа определяется процент резерва («–» дефицита) располагаемой мощности (нетто) источников тепловой энергии.

В таблице 12 представлены балансы существующей тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии по каждому сценарию представлены в Главе 4 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».

Таблица 12 – Балансы существующей и перспективной тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска (сценарий 1 и 2)

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Сценарий 1														
АО «Мурманская ТЭЦ»														
Мурманская ТЭЦ														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,43	34,20	34,17	36,67	43,82	49,19	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20
то же в %	%	11,69	11,96	11,95	11,94	11,93	11,93	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	252,57	251,80	251,83	270,45	323,30	362,97	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,79	18,45	18,39	18,87	18,90	18,90	18,92	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	173,76	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	194,6	192,2	194,3	198,4	198,5	198,5	198,5	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	166,6	165,8	165,8	184,4	237,3	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-27,98	-26,41	-28,46	-13,94	38,82	78,48	78,45	105,55	105,55	105,55	105,55	105,55	105,55
	%	-16,80	-15,93	-17,16	-7,56	16,36	28,34	28,33	38,11	38,11	38,11	38,11	38,11	38,11

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Южная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,24	33,82	33,72	33,72	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25
то же в %	%	7,21	7,34	7,31	7,31	7,30	7,30	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,76	427,18	427,28	427,28	427,33	427,33	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	25,50	25,50	25,50	25,50	25,50	25,50	25,50
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	214,24	214,24	217,24	223,07	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	236,14	236,32	241,57	248,05	253,03	253,03	253,10	253,10	253,10	253,10	253,10	253,10	253,10
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,76	327,18	327,28	327,28	327,33	327,33	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	91,62	90,86	85,71	79,24	74,30	74,30	120,65	120,65	120,65	120,65	120,65	120,65	120,65
	%	27,95	27,77	26,19	24,21	22,70	22,70	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28	32,28

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Восточная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	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
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,01	38,46	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97
то же в %	%	9,75	9,86	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	352,0	351,5	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,11	14,87	13,44	14,17	14,40	14,46	14,48	15,44	15,44	15,44	15,44	15,44	15,44
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	124,31	124,31	124,97	130,15	130,79	130,79	130,79	156,93	156,93	156,93	156,93	156,93	156,93
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	140,4	139,2	138,4	144,3	145,2	145,2	145,3	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	252,0	251,5	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	126,98	127,77	127,03	121,12	120,25	120,19	120,17	93,07	93,07	93,07	93,07	93,07	93,07
	%	50,39	50,80	50,81	48,44	48,09	48,07	48,06	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «Мурманэнергосбыт»														
Котельная «Северная»														
Установленная мощность	Гкал/час	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность	Гкал/час	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,94	12,66	12,57	12,49	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
то же в %	%	7,88	7,21	7,10	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	353,76	376,64	309,03	266,11	285,90	334,40	304,40	304,40	304,40	304,40	304,40	304,40	304,40
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,28	16,28	16,42	16,66	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	146,63	146,63	147,97	150,14	152,69	152,69	152,69	152,69	152,69	152,69	152,69	152,69	152,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	162,9	162,9	164,4	166,8	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	323,8	346,6	279,0	236,1	255,9	304,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4	274,4
Резерв ("+)/ Дефицит ("-")	Гкал/час	160,85	183,73	114,64	69,30	86,26	134,76	104,76	104,76	104,76	104,76	104,76	104,76	104,76
	%	49,68	53,00	41,08	29,35	33,71	44,27	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Абрам-Мыс»														
Установленная мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
то же в %	%	9,66	9,66	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,78	23,78	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	8,78	21,63	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	5,09	17,94	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
	%	57,91	82,91	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25	9,25

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Роста»														
Установленная мощность	Гкал/час	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,49	2,49	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
то же в %	%	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,5	64,4	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,04	4,04	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,74	23,74	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	27,8	27,8	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,3	42,2	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,54	14,42	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56
	%	21,35	34,18	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34	42,34

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная ТЦ «Росляково-1»														
Установленная мощность	Гкал/час	53,2	53,2	53,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	53,2	42,0	42,0	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
то же в %	%	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	51,8	40,6	40,6	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
то же в %	%	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	43,4	32,2	32,2	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	20,32	9,12	9,12	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
	%	46,85	28,34	28,34	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,38	7,38	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,38	7,38	7,38	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29	7,29	7,29	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,32	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
то же в %	%	14,43	14,43	14,43	14,00	13,50	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,29	2,29	2,29	2,28	2,27	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69	6,69	6,69	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	4,40	4,40	4,40	1,03	1,04	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
	%	65,75	65,75	65,75	31,12	31,53	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Фестивальная»														
Установленная мощность	Гкал/час	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
Располагаемая мощность	Гкал/час	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
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
то же в %	%	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
то же в %	%	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
	%	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43	46,43

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «ММТП»														
Котельная ММТП														
Установленная мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
то же в %	%	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
то же в %	%	15,60	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
	%	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
МУП «МУК»														
Угольная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,022	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
то же в %	%	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11	3,11	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	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
то же в %	%	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
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86	1,86	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
	%	38,52	38,52	38,52	38,52	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19	38,19

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Дизельная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,008	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	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
то же в %	%	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
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20	0,20	0,20	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
	%	19,70	19,70	19,70	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22	49,22

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ														
Котельная №22														
Установленная мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	%	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «Завод ТО ТБО»														
Завод ТО ТБО														
Установленная мощность	Гкал/час	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
то же в %	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	%	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Сценарий 2														
АО «Мурманская ТЭЦ»														
Мурманская ТЭЦ														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,43	34,20	34,17	36,67	43,82	49,19	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20	49,20
то же в %	%	11,69	11,96	11,95	11,94	11,93	11,93	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	252,57	251,80	251,83	270,45	323,30	362,97	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,79	18,45	18,39	18,87	18,90	18,90	18,92	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	173,76	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	194,6	192,2	194,3	198,4	198,5	198,5	198,5	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	166,6	165,8	165,8	184,4	237,3	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-27,98	-26,41	-28,46	-13,94	38,82	78,48	78,45	105,55	105,55	105,55	105,55	105,55	105,55
	%	-16,80	-15,93	-17,16	-7,56	16,36	28,34	28,33	38,11	38,11	38,11	38,11	38,11	38,11

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Южная котельная								Новая угольная котельная (Южная котельная)						
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,24	33,82	33,72	33,72	33,67	33,67	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,76	427,18	427,28	427,28	427,33	427,33	475,20	475,20	475,20	475,20	475,20	475,20	475,20
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	25,50	21,49	21,49	21,49	21,49	21,49	25,50
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	214,24	214,24	217,24	223,07	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	236,14	236,32	241,57	248,05	253,03	253,03	253,10	249,09	249,09	249,09	249,09	249,09	249,09
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,76	327,18	327,28	327,28	327,33	327,33	375,20	375,20	375,20	375,20	375,20	375,20	375,20
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	91,62	90,86	85,71	79,24	74,30	74,30	122,10	126,11	126,11	126,11	126,11	126,11	126,11
	%	27,95	27,77	26,19	24,21	22,70	22,70	32,54	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61	33,61

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Восточная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	Перевод на новую угольную котельную «Северная-Восточная»						
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0							
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,01	38,46	39,97	39,97	39,97	39,97							
то же в %	%	9,75	9,86	10,25	10,25	10,25	10,25							
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	352,0	351,5	350,0	350,0	350,0	350,0							
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41							
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,11	14,87	13,44	14,17	14,40	14,46							
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	124,31	124,31	124,97	130,15	130,79	130,79							
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	140,4	139,2	138,4	144,3	145,2	145,2							
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	252,0	251,5	250,0	250,0	250,0	250,0							
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	126,98	127,77	127,03	121,12	120,25	120,19							
	%	50,39	50,80	50,81	48,44	48,09	48,07							

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «Мурманэнергосбыт»														
Котельная «Северная»														
Установленная мощность	Гкал/час	367,70	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	Перевод на новую угольную котельную «Северная-Восточная»						
Располагаемая мощность	Гкал/час	367,70	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3							
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,94	12,66	12,57	12,49	14,69	14,69							
то же в %	%	7,88	7,21	7,10	6,97	6,97	6,97							
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	353,76	376,64	376,73	376,81	374,61	374,61							
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,28	16,28	16,42	16,66	19,60	19,60							
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	146,63	146,63	147,97	150,14	176,63	176,63							
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	162,9	162,9	164,4	166,8	196,2	196,2							
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	323,8	346,6	346,7	346,8	344,6	344,6							
Резерв ("+)/Дефицит ("-")	Гкал/час	160,85	183,73	182,34	180,00	148,37	148,37							
	%	49,68	53,00	52,59	51,90	43,06	43,06							

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Абрам-Мыс»														
Установленная мощность	Гкал/час	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,78	23,78	23,95	23,95	23,95	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	8,78	21,63	21,80	21,80	21,80	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,09	17,94	18,11	18,11	18,11	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
	%	57,91	82,91	83,04	83,04	83,04	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Роста»														
Установленная мощность	Гкал/час	60,0	63,4	63,4	63,4	<p style="text-align: center;">Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году</p>								
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0	63,4	63,4	63,4									
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,49	2,49	2,51	2,51									
то же в %	%	8,22	8,22	8,22	8,22									
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,5	61,0	60,9	60,9									
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,04	4,04	4,07	4,07									
то же в %	%	14,54	14,54	14,54	14,54									
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,74	23,74	23,94	23,94									
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	27,8	27,8	28,0	28,0									
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,3	38,8	38,7	38,7									
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,54	10,98	10,72	10,72									
	%	21,35	28,33	27,69	27,69									

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная ТЦ «Росляково-1»														
Установленная мощность	Гкал/час	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	53,2	42,0	42,0	42,0	42,0	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
то же в %	%	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	51,8	40,6	40,6	40,6	40,6	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
то же в %	%	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71	11,71
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	43,4	32,2	32,2	32,2	32,2	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	20,32	9,12	9,12	9,12	9,12	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
	%	46,85	28,34	28,34	28,34	28,34	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная ТЦ «Росляково Южное»														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,38	7,38	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,38	7,38	7,38	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29	7,29	7,29	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	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
то же в %	%	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69	6,69	6,69	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	4,40	4,40	4,40	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	%	65,75	65,75	65,75	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77	30,77

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная «Фестивальная»														
Установленная мощность	Гкал/час	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
Располагаемая мощность	Гкал/час	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
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
то же в %	%	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
то же в %	%	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
	%	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39	46,39

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «ММТП»														
Котельная ММТП														
Установленная мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
то же в %	%	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
то же в %	%	15,60	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
	%	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18	36,18

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
МУП «МУК»														
Угольная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами									
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,022	0,02	0,02										
то же в %	%	1,90	1,90	1,90										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00										
то же в %	%	0,00	0,00	0,00										
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,14	1,14	1,14										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	1,14	1,14	1,14										
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86										
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,72	0,72	0,72										
	%	38,52	38,52	38,52										

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Дизельная котельная														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами									
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,008	0,01	0,01										
то же в %	%	0,90	0,90	0,90										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00										
то же в %	%	0,00	0,00	0,00										
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83	0,83	0,83										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,83	0,83	0,83										
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03										
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	0,20	0,20	0,20										
	%	19,70	19,70	19,70										

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ														
Котельная №22														
Установленная мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	%	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
АО «Завод ТО ТБО»														
Завод ТО ТБО														
Установленная мощность	Гкал/час	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	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
то же в %	%	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
то же в %	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	%	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11

2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

В настоящее время, технические ограничения на использование установленной тепловой мощности на источниках отсутствуют.

2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей

Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды на территории г. Мурманска представлены в таблице 12.

2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто, указаны в таблице 12.

2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 7-9.

2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

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

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

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

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением №40 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения №212 от 05.03.2019г., утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной «Абрам – Мыс», для которой в качестве центра построения радиуса эффективного

теплоснабжения рассматривается ЦТП, от которого осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

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

РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Существующие и перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 6 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг.

3.1. Существующие и 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.

Проведение мероприятий по снижению аварийности на тепловых сетях в соответствии с Главой 11 Обосновывающих материалов «Оценка надежности теплоснабжения».

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:

- Перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций;

- Применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов;

- Применение для наружных сетей ГВС трубопроводов с высокой коррозионной стойкостью (в т. ч. полимерных трубопроводов);

- Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей;

- Реконструкция ВПУ котельных с оснащением их системами обескислороживания.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории г. Мурманска, представлены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ													
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	47,00	47,00	47,00	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	47,00	47,00	47,00	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	47,00	47,00	47,00	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	94,14	94,14	94,14	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	53,00	53,00	53,00	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97
Доля резерва	%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%
Южная котельная													
Производительность ВПУ	м3/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,00	1,48	8	143	0,00	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	46,00	46,00	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,00
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	46,00	46,00	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,00
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	46,00	46,00	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,00
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,8	197,8	197,9	198,0	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	197,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	229,0	229,0	229,0	229,0	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	229,0
Доля резерва	%	83,3%	83,3%	83,3%	83,3%	83,0%	83,0%	83,0%	83,0%	83,0%	83,0%	83,0%	83,3%
Восточная котельная													

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	43,60	43,60	47,38	49,03	83,99	43,60	43,60	43,60	43,60	43,60	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	37,00	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,30	39,58	39,86	40,15	37,00
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	37,00	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,30	39,58	39,86	40,15	37,00
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	37,00	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,30	39,58	39,86	40,15	37,00
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	114,20	115,07	115,95	116,89	117,88	119,55	120,43	121,30	122,17	123,04	123,91	114,20
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	63,0	62,7	62,4	62,1	61,8	61,3	61,0	60,7	60,4	60,1	59,9	63,0
Доля резерва	%	63,0%	62,7%	62,4%	62,1%	61,8%	61,3%	61,0%	60,7%	60,4%	60,1%	59,9%	63,0%
Котельная "Северная"													
Производительность ВПУ	м3/ч	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,00	3,36	193,36	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	240,17	196,02	169,89	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	240,17
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	14,83	14,84	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	14,83
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	225,34
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	240,17	196,02	169,89	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	146,60	240,17
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м3/ч	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	467,47	423,32	397,19	373,90	373,90	373,90	373,90	373,90	373,90	373,90	467,47
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,8	1,8	46,0	72,1	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	1,8
Доля резерва	%	0,8%	0,8%	19,0%	29,8%	39,4%	39,4%	39,4%	39,4%	39,4%	39,4%	39,4%	0,8%
Котельная "Абрам Мыс"													
Производительность ВПУ	м3/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
Котельная "Роста"													
Производительность ВПУ	м3/ч	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,80	34,80	34,80	34,80	35,80	36,80	37,80	38,80	39,80	40,80	41,80	34,80
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09
Доля резерва	%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Производительность ВПУ	м3/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	341	69,11	69,11	0	0	0	0	0	0	0	0	341
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	11,86	13,24	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	11,86
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	38,52	38,34	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,52
Доля резерва	%	96,29%	95,86%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	96,29%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Производительность ВПУ	м3/ч	0	0	0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0	0	0	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Доля резерва	%	0	0	0	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%
Котельная "Фестивальная"													
Производительность ВПУ	м3/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Доля резерва	%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%
Угольная котельная МУП "МУК"													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
Дизельная котельная МУП "МУК"													
Производительность ВПУ	м3/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Доля резерва	%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%
Котельная АО "ММТП"													
Производительность ВПУ	м3/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
Котельная №22													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

Таблица 14 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ													
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,0	0,00	2,63	0,12	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	50,48	50,48	50,48	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,48
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	50,48	50,48	50,48	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,48
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	50,48	50,48	50,48	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,48
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	94,14	94,14	94,14	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,14
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	49,52	49,52	49,52	49,49	49,49	49,49	49,49	49,49	49,49	49,49	49,49	49,52
Доля резерва	%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%	49,5%
Южная котельная													
Производительность ВПУ	м3/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,00	1,48	0	2214,13	2214,13	2214,13	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	48,37	48,37	48,37	48,37	59,20	70,03	80,85	80,85	80,85	80,85	80,85	48,37
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	48,37	48,37	48,37	48,37	59,20	70,03	80,85	80,85	80,85	80,85	80,85	48,37
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	48,37	48,37	48,37	48,37	59,20	70,03	80,85	80,85	80,85	80,85	80,85	48,37
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,82	197,82	197,85	197,85	242,14	286,42	330,70	330,70	330,70	330,70	330,70	197,82
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	226,6	226,6	226,6	226,6	215,8	205,0	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	226,6
Доля резерва	%	82,4%	82,4%	82,4%	82,4%	78,5%	74,5%	70,6%	70,6%	70,6%	70,6%	70,6%	82,4%

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Восточная котельная													
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0						
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0						
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	43,96	48,40	45,12	43,60	279,28						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	39,12	26,18	26,40	26,61	26,81	28,08						
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	39,12	26,18	26,40	26,61	26,81	28,08						
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0						
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	39,12	26,18	26,40	26,61	26,81	28,08						
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	114,20	115,08	116,05	116,95	117,82	123,41						
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	60,9	73,8	73,6	73,4	73,2	71,9						
Доля резерва	%	60,9%	73,8%	73,6%	73,4%	73,2%	71,9%						
Котельная "Северная"													
Производительность ВПУ	м3/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6						
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6						
Прирост объемов теплоносителя	м3/ч	0	0,00	3	137,65	125	0						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	240,17	196,02	169,75	146,77	146,77						
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	14,83	14,84	15,18	15,49	15,49						
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0						
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27						
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	240,17	196,02	169,75	146,77	146,77						
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м3/ч	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3						
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	467,47	423,32	397,05	374,07	374,07						
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	559,8	559,8	604,0	630,3	653,2	653,2						

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Доля резерва	%	70,0%	70,0%	75,5%	78,8%	81,7%	81,7%						
Котельная "Абрам Мыс"													
Производительность ВПУ	м3/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
Котельная "Роста"													
Производительность ВПУ	м3/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»							
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0								
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0								
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0								
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91								
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91								
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0								
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91								
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,80	34,80	34,80	34,80								
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	197,09	197,09	197,09	197,09								
Доля резерва	%	98,55%	98,55%	98,55%	98,55%								
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	69,11	69,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,48	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	11,86	13,24	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	11,86
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,52	1,34	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,52
Доля резерва	%	50,59%	44,83%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	39,07%	50,59%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Производительность ВПУ	м3/ч	0	0	0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	-0,14	-0,14	-0,14	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	-0,14
Доля резерва	%	0	0	0	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	#ДЕЛ/0!
Котельная "Фестивальная"													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Доля резерва	%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%	96,45%
Угольная котельная МУП "МУК"													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
Дизельная котельная МУП "МУК"													
Производительность ВПУ	м3/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
в период повреждения участка													
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Доля резерва	%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%
Котельная АО "ММТП"													
Производительность ВПУ	м3/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
Котельная №22													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Котельная "Северная-Восточная"													
Производительность ВПУ	м3/ч							500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.							0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3							0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3							43,60	43,60	43,60	43,60	43,60	43,60
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч							43,77	43,97	44,16	44,36	44,56	44,76
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч							43,77	43,97	44,16	44,36	44,56	44,76
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч							0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч							43,77	43,97	44,16	44,36	44,56	44,76
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч							350,14	351,73	353,32	354,90	356,49	358,08
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч							456,23	456,03	455,84	455,64	455,44	455,24
Доля резерва	%							91,25%	91,21%	91,17%	91,13%	91,09%	91,05%

3.2. Существующие и 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 необработанной и недеаэрированной 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 схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 13 – 14.

РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска

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

Основными программными и нормативными документами, которые регламентируют планы по развитию электроэнергетики и газификации Мурманской области, являются:

1. Приказ Минэнерго России от 28.03.2023 г. №108 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы»;
2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2027 гг.»;
4. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности);
5. Договор о сотрудничестве ПАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.;
6. Генеральная схема газоснабжения и газификации Мурманской области (актуализация 2023 года).

Согласно вышеуказанным документам, в рассматриваемый период актуализации схемы, строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории города Мурманска не предусматривается.

В настоящее время, АО «Газпром промгаз» проводит актуализацию Генеральной схемы газоснабжения и газификации Мурманской области («Магистральный газопровод «Волхов - Мурманск»), в том числе г. Мурманска, по результатам которой будут определены объемы и сроки газификации. По этой причине, в рамках настоящей схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

Учитывая выше сказанное, в рамках разработки Схемы теплоснабжения на 2023-2042 год, рассмотрены три наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на твердом топливе;
2. Сценарий 2: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию (базируется на сценарии, разработанном в рамках Комплексного инвестиционного проекта модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы).
3. Сценарий 3. Газификация Мурманской области.

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования магистрального сетевого газа, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с газодобывающей компанией ПАО «Газпром» и возможны к реализации после окончательного согласования Схемы газоснабжения и газификации города Мурманска, и внесения изменений в документы территориального планирования.

К детальному рассмотрению сценария, учитывающего газификацию Мурманской области, следует вернуться при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

Сценарий 1: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых источников на твердом топливе

Сценарий 1 подразумевает сохранение существующего положения в топливно-энергетическом комплексе Мурманской области.

Данный сценарий 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, а также строительство новых котельных на твердом топливе (уголь) и электроэнергии.

Сценарий 2: Отсутствие газификации и переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию

Сценарий 2 базируется на решениях, предложенных Комплексным инвестиционным проектом модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы, разработанным ФГБУ «РЭА» Минэнерго России в 2015 году.

Согласно данному сценарию, осуществляется уход от мазутозависимости на всех источниках, кроме Мурманской ТЭЦ, где переход на твердое топливо технически невозможен. При этом, в место маломощных котельных в микрорайонах Абрам-Мыс и Дровяное предлагается строительство новых электрокотельных, подключенных к электросетям по уровню напряжения ВН.

Данный сценарий может рассматриваться в случае, если снабжение региона мазутом не может осуществляться в дальнейшем по экономическим или техническим причинам.

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;
- экологическими последствиями и необходимостью применения систем фильтрации уходящих газов.

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, выполненных в Главе 14 «Ценовые (тарифные) последствия» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска, для сценария 1 и 2 по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии.

Можно сделать вывод о том, что наиболее целесообразным сценарием перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск является Сценарий №2.

Данный сценарий позволяет обеспечить:

- снижение затрат на собственные нужды при производстве тепловой энергии по ряду источников;
- меньший рост тарифа при реализации мероприятий (снизить денежную нагрузку для населения).

В таблицах ниже представлена информация по тарифно-балансовым расчетным моделям теплоснабжения для источников МО.

Таблица 15 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм/	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
	Производственные показатели																		
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	1902,25	2006,00	2007,00	2065,00	2090,00	2090,00	2090,00	2088,41	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73	2191,73
	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
1	Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	5555947,39	6488217,96	6864936,60	7407506,59	7920989,86	8192886,95	8508452,03	8786163,56	9491516,09	9846145,22	10214393,6	10596803,1	10993937,7	11406385,2	11834757,6	12279692,6	14777053,93
1.1.	Топливо	тыс. руб	5032464,20	5831610,39	6031261,80	6498755,98	6955992,06	7172216,94	7424493,42	7644570,75	8271955,42	8561473,86	8861125,45	9171264,84	9492259,11	9824488,17	10168345,26	10524237,34	12499492,57
1.2.	Вода	тыс. руб	32635,80	37311,32	38713,19	41412,97	43628,96	45367,24	47169,04	49023,49	53255,95	55386,19	57601,64	59905,70	62301,93	64794,01	67385,77	70081,20	85264,49
1.3.	Электрическая энергия	тыс. руб	194508,40	222374,36	232345,35	251532,51	268303,70	282749,22	297936,28	313817,96	345500,78	364157,82	383822,34	404548,75	426394,38	449419,68	473688,34	499267,51	649436,00
2	Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	3653824,80	3982669,03	2841824,79	3080035,74	3338474,51	3618878,01	3923133,75	4253292,91	4611584,72	5000431,98	5422468,01	5880555,09	6377804,49	6917598,29	7503613,15	8139846,08	12240362,97
3	Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	732716,00	766917,91	884950,53	1122819,10	1314212,12	1512714,55	1593881,84	1661952,77	1727964,74	1800324,18	1871775,23	1979051,21	2079683,32	2160753,98	2285027,68	2167974,53	2928531,95
3.1.	Расходы всего	тыс. руб	364674,00	379001,64	462121,79	677157,61	844484,92	1017622,08	1072054,37	1111946,62	1148258,25	1189313,55	1227770,02	1300269,73	1364247,64	1406684,76	1490238,73	1330266,97	1838860,72
3.1.2.	Арендная плата	тыс. руб	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	0,00
3.1.3.	Концессионная плата	тыс. руб	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	0,00
3.1.4.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб	159196,00	173523,64	189140,77	206163,44	224718,15	244942,78	266987,63	291016,52	317208,00	345756,72	376874,83	410793,56	447764,98	488063,83	531989,58	579868,64	892199,78
3.1.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00
3.1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб	127309,00	127309,00	194812,03	392825,18	541597,77	694510,30	726897,74	742761,11	752881,25	765387,82	772726,19	811307,16	838313,65	840451,93	880080,15	672229,33	868491,94
3.2.	Налог на прибыль	тыс. руб	12537,00	13214,00	14403,26	15181,03	16000,81	16864,85	17775,56	18735,44	19747,15	20813,49	21937,42	23122,04	24370,63	25686,65	27073,73	28535,71	37118,61
3.3	Прибыль	тыс. руб	355505,00	374702,27	408425,47	430480,45	453726,39	478227,62	504051,91	531270,71	559959,33	590197,14	622067,78	655659,44	691065,05	728382,56	767715,22	809171,85	1052552,62
4	Всего расходов	тыс. руб	0,00	737862,69	1482864,17	1333968,12	1609130,13	344011,89	141678,45	83483,10	136312,02	0,00	869097,94	904122,59	940558,73	978463,24	1017895,31	1058916,49	1290193,07
5	НБВ с инвестирующей	тыс. руб	9942488,19	11975667,59	12074576,09	12944329,56	14182806,62	13668491,41	14167146,07	14784892,34	15967377,57	16646901,38	18377734,83	19360532,00	20391984,30	21463200,77	22641293,80	23646429,71	31236141,93
6.1.	Экономически обоснованный тариф при реализации мероприятий согласно рассматриваемому сценарию	руб/Гкал	5226,71	5969,92	6016,23	6268,44	6786,03	6539,95	6778,54	7079,51	7285,29	7595,33	8385,04	8833,46	9304,07	9792,82	10330,34	10788,94	14251,83
6.2.	Индексиремый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3284,53	3481,60	3669,61	3999,87	4215,86	4443,52	4683,47	4936,38	5202,94	5483,90	5780,03	6092,15	6421,13	6767,87	7133,34	7518,54	9779,94

Таблица 16 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 2

№	Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
	Производственные показатели																		
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	1902,25	2006,00	2007,00	2065,00	2090,00	2090,00	2090,00	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24	1478,24
	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	5555947,395	6488217,96	6864936,60	7407506,59	7920989,86	8192886,95	8508452,03	5831805,81	6046079,65	6262535,73	6486826,66	6719240,55	6960076,31	7209644,12	7468265,82	7736275,42	9229741,99
1.1.	Топливо	тыс. руб	5032464,20	5831610,39	6031261,80	6498755,98	6955992,06	7172216,94	7424493,42	5563075,41	5763346,12	5965063,23	6173840,45	6389924,86	6613572,23	6845047,26	7084623,92	7332585,75	8708811,68
1.2.	Вода	тыс. руб	32635,80	37311,32	38713,19	41412,97	43628,96	45367,24	47169,04	36308,15	37760,47	39270,89	40841,73	42475,40	44174,41	45941,39	47779,05	49690,21	60455,74
1.3.	Электрическая энергия	тыс. руб	194508,40	222374,36	232345,35	251532,51	268303,70	282749,22	297936,28	232422,25	244973,05	258201,60	272144,49	286840,29	302329,66	318655,47	335862,86	353999,45	460474,57
2	Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	3653824,80	3982669,03	2841824,79	3080035,74	3338474,51	3618878,01	3923133,75	3008314,19	3261730,63	3536758,65	3835260,78	4159261,48	4510961,31	4892752,41	5307235,22	5757236,81	8657493,95
3	Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	732716,00	766917,91	884950,53	1122819,10	1314212,12	1512714,55	1593881,84	1661952,77	1727964,74	1800324,18	1871775,23	1979051,21	2079683,32	2160753,98	2285027,68	2167974,53	2928531,95
3.1.	Расходы всего	тыс. руб	364674,00	379001,64	462121,79	677157,61	844484,92	1017622,08	1072054,37	1111946,62	1148258,25	1189313,55	1227770,02	1300269,73	1364247,64	1406684,76	1490238,73	1330266,97	1838860,72
3.1.2.	Арендная плата	тыс. руб	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	0,00
3.1.3.	Концессионная плата	тыс. руб	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	0,00
3.1.4.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб	159196,00	173523,64	189140,77	206163,44	224718,15	244942,78	266987,63	291016,52	317208,00	345756,72	376874,83	410793,56	447764,98	488063,83	531989,58	579868,64	892199,78
3.1.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00	78169,00
3.1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб	127309,00	127309,00	194812,03	392825,18	541597,77	694510,30	726897,74	742761,11	752881,25	765387,82	772726,19	811307,16	838313,65	840451,93	880080,15	672229,33	868491,94
3.2.	Налог на прибыль	тыс. руб	12537,00	13214,00	14403,26	15181,03	16000,81	16864,85	17775,56	18735,44	19747,15	20813,49	21937,42	23122,04	24370,63	25686,65	27073,73	28535,71	37118,61
3.3	Прибыль	тыс. руб	355505,00	374702,27	408425,47	430480,45	453726,39	478227,62	504051,91	531270,71	559959,33	590197,14	622067,78	655659,44	691065,05	728382,56	767715,22	809171,85	1052552,62
4	Всего расходов	тыс. руб	0,00	737862,69	1482864,17	1333968,12	1609130,13	344011,89	141678,45	83483,10	136312,02	0,00	869097,94	904122,59	940558,73	978463,24	1017895,31	1058916,49	1290193,07
5	НБВ с инвестсоставляющей	тыс. руб	9942488,19	11975667,59	12074576,09	12944329,56	14182806,62	13668491,41	14167146,07	10585555,87	11172087,04	11599618,56	13062960,61	13761675,82	14491279,67	15241613,75	16078424,03	16720403,24	22105960,97
6.1.	Экономически обоснованный тариф при реализации мероприятий согласно рассматриваемому сценарию	руб/Гкал	5226,71	5969,92	6016,23	6268,44	6786,03	6539,95	6778,54	7160,93	7557,71	7846,93	8836,85	9309,52	9803,08	10310,67	10876,75	11311,04	14954,27
6.2.	Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3284,53	3481,60	3669,61	3999,87	4215,86	4443,52	4683,47	4936,38	5202,94	5483,90	5780,03	6092,15	6421,13	6767,87	7133,34	7518,54	9779,94

Таблица 17 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Завод ТО ТБО». Сценарий 1 и 2

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	58	78	81	81,5	82	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Затраты на выработку тепловой энергии																					
Расходы на топливо:	тыс.руб.	19 256	27 047	29 386	30 924	32 202	33 736	34 917	36 139	37 331	38 451	39 605	40 793	42 017	43 277	44 576	45 913	47 290	48 709	50 170	51 675
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	10029,2	14086,9	15305,3	16106,2	16772,2	17570,9	18185,9	18822,4	19443,6	20026,9	20627,7	21246,5	21883,9	22540,4	23216,6	23913,1	24630,5	25369,5	26130,5	26914,5
покупная электрическая энергия	тыс.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	0,0	0,0	0,0
покупная тепловая энергия	тыс.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	0,0	0,0	0,0
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	52264,9	73410,8	79760,1	83934,2	87404,9	91567,3	94772,1	98089,1	101326,1	104365,9	107496,8	110721,7	114043,4	117464,7	120988,6	124618,3	128356,9	132207,6	136173,8	140259,0
Амортизация основных средств	тыс.руб.	7954,7	11173,1	12139,5	12774,8	13303,0	13936,5	14424,3	14929,1	15421,8	15884,5	16361,0	16851,8	17357,4	17878,1	18414,4	18966,9	19535,9	20122,0	20725,6	21347,4
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	29674,2	41680,1	45285,0	47654,9	49625,4	51988,7	53808,3	55691,6	57529,4	59255,3	61033,0	62863,9	64749,9	66692,4	68693,1	70753,9	72876,5	75062,8	77314,7	79634,2
Арендная плата	тыс.руб.	2945,0	4136,5	4494,3	4729,5	4925,1	5159,6	5340,2	5527,1	5709,5	5880,8	6057,2	6238,9	6426,1	6618,9	6817,4	7022,0	7232,6	7449,6	7673,1	7903,3
Прибыль всего:	тыс.руб.	23569,781	22353,929	21138,07	19922,219	18706,36	17490,508	16274,649	15058,798	13842,939	12627,087	11411,228	10195,37	8979,5179	7763,659	6547,8074	5331,9485	4116,0968	4117,0968	4118,0968	4119,0968
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	145 694	193 888	207 508	216 046	222 939	231 450	237 722	244 257	250 605	256 492	262 592	268 911	275 457	282 235	289 254	296 519	304 039	313 038	322 306	331 853
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	2 512	2 486	2 562	2 651	2 719	2 789	2 864	2 943	3 019	3 090	3 164	3 240	3 319	3 400	3 485	3 573	3 663	3 772	3 883	3 998

Таблица 18 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 1

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	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
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,494	0,494	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
Затраты на выработку тепловой энергии																	
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	75,24	78,62	82,01	85,45	89,12	92,96	96,95	101,12	105,37	109,8	114,41	119,21	124,1	129,19	134,48	140
Материалы на ремонт	тыс.руб.	89,51	93,53	97,56	101,65	106,03	110,58	115,34	120,3	125,35	130,62	136,1	141,82	147,63	153,69	159,99	166,55
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	553,35	578,25	603,12	628,45	655,47	683,66	713,05	743,71	774,95	807,5	841,41	876,75	912,7	950,12	989,08	1029,63
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	197,72	206,62	215,5	224,56	234,21	244,28	254,79	265,74	276,9	288,53	300,65	313,28	326,12	339,5	353,42	367,91
Расходы на топливо:	тыс.руб.	23 711	24 659	13 887	14 443	15 021	15 622	16 246	16 896	17 572	18 275	19 006	19 766	20 557	21 379	22 234	23 124
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	555,61	577,28	600,37	624,38	648,73	674,03	700,32	727,63	756,01	785,49	816,12	847,95	881,02	915,38	951,49	989,03
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	555,61	577,28	600,37	624,38	648,73	674,03	700,32	727,63	756,01	785,49	816,12	847,95	881,02	915,38	951,49	989,03
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	21,12	22,07	23,02	23,99	25,02	26,09	27,22	28,39	29,58	30,82	32,11	33,46	34,84	36,26	37,75	39,3
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2831,58	2944,84	3062,63	3185,14	3312,55	3445,05	3582,85	3726,16	3875,21	4030,22	4191,43	4359,09	4533,45	4714,79	4907,75	5108,61
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	856,76	895,32	933,82	973,04	1 014,88	1 058,52	1 104,03	1 151,51	1 199,87	1 250,27	1 302,78	1 357,49	1 413,15	1 471,09	1 531,41	1 594,19
Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	16,97	17,74	18,5	19,28	20,11	20,97	21,87	22,81	23,77	24,77	25,81	26,89	27,99	29,14	30,34	31,58
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	28908,78	30073,62	19524,01	20308,92	21126,82	21977,67	22862,81	23783,61	24739,10	25733,00	26766,80	27842,15	28957,86	30118,30	31330,01	32590,47
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 325	9 701	6 298	6 551	6 815	7 090	7 375	7 672	7 980	8 301	8 634	8 981	9 341	9 716	10 106	10 513
Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3 804,36	3973,426	4157,197	4347,916	4500,093	4657,597	4820,613	4989,334	5153,982	5308,602	5467,86	5631,895	5800,852	5974,878	6154,124	6338,748

Таблица 19 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	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
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,494	0,494	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448
Затраты на выработку тепловой энергии																	
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	75,2	78,6	82,0	85,5	89,1	93,0	97,0	101,1	105,4	109,8	114,4	119,2	124,1	129,2	134,5	140,0
Расходы на топливо:	тыс.руб.	23710,9	24659,4	9898,2	10294,1	10705,9	11134,1	11579,5	12042,6	12524,4	13025,3	13546,3	14088,2	14651,7	15237,8	15847,3	16481,2
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	555,6	577,3	600,4	624,4	648,7	674,0	700,3	727,6	756,0	785,5	816,1	848,0	881,0	915,4	951,5	989,0
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2831,6	2944,8	3062,6	3185,1	3312,6	3445,1	3582,9	3726,2	3875,2	4030,2	4191,4	4359,1	4533,5	4714,8	4907,8	5108,6
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	856,8	895,3	933,8	973,0	1014,9	1058,5	1104,0	1151,5	1199,9	1250,3	1302,8	1357,5	1413,2	1471,1	1531,4	1594,2
Амортизация основных средств	тыс.руб.	-	-	2468,5	2435,4	2402,4	2369,3	2336,2	2303,1	2270,0	2236,9	2203,8	2170,7	2137,6	2104,5	2071,4	2038,3
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	878,7	918,2	6015,5	6274,2	6537,7	6818,8	7112,0	7417,8	7736,8	8061,8	8400,4	8753,2	9120,8	9494,7	9884,0	10289,3
Арендная плата	тыс.руб.	-	-	17,5	18,2	18,9	19,7	20,4	21,3	22,1	23,0	23,9	24,9	25,9	26,9	28,0	29,1
Прибыль всего:	тыс.руб.	-	-	2207,2	2090,7	1974,1	1857,5	1741,0	1624,4	1507,8	1391,2	1274,7	1158,1	1041,5	925,0	808,4	691,8
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	28908,8	30073,6	25285,7	25980,6	26704,2	27469,9	28273,2	29115,6	29997,5	30914,0	31873,8	32878,8	33929,2	35019,3	36164,2	37361,5
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 325	9 701	8 157	8 381	8 614	8 861	9 120	9 392	9 677	9 972	10 282	10 606	10 945	11 297	11 666	12 052
Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3 804,36	3973,426	4157,197	4347,916	4500,093	4657,597	4820,613	4989,334	5153,982	5308,602	5467,86	5631,895	5800,852	5974,878	6154,124	6338,748

Таблица 20 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 1

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	1,99	1,99	1,99	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Затраты на выработку тепловой энергии																	
Расходы на топливо:	тыс.руб.	21 529	22 390	23 286	14 708	15 296	15 908	16 545	17 206	17 895	18 610	19 355	20 129	20 934	21 772	22 642	23 548
Покупная электрическая энергия	тыс.руб.	1379,42	1433,22	1489,12	1548,68	1610,63	1673,44	1738,7	1806,51	1876,96	1950,16	2026,22	2105,24	2187,34	2272,65	2361,28	2454,44
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	7446,64	7744,51	8054,29	8376,46	8711,52	9059,98	9422,38	9799,28	10191,25	10598,9	11022,86	11463,77	11922,32	12399,21	12895,18	13422,94
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 526,98	2 638,16	2 756,88	2 875,43	2 996,19	3 125,03	3 259,41	3 399,56	3 545,74	3 694,66	3 849,84	4 011,53	4 180,02	4 351,40	4 529,80	4 715,53
Амортизация основных средств	тыс.руб.	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	245,13
Прочие затраты, в том числе:	тыс.руб.	9890,7	10220,7	12032,7	12729,4	13124,0	13583,3	14072,3	14578,9	15089,2	15617,3	16163,9	16729,6	17315,2	17921,2	18548,4	19197,6
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.				1169,82	1169,82	2433,22	5381,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.				142,72	142,72	148,43	154,37	160,54	166,96	173,64	180,59	187,81	195,32	203,14	211,26	219,71
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	43 018	44 672	47 864	41 796	43 296	46 177	50 818	47 196	49 010	50 890	52 843	54 872	56 980	59 164	61 434	63 804
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 687	10 059	10 778	9 412	9 750	10 398	11 443	10 628	11 036	11 460	11 900	12 356	12 831	13 323	13 834	14 368
Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3 380,1	3 530,3	3 693,6	3 863,0	3 998,2	4 138,1	4 283,0	4 432,9	4 579,2	4 716,5	4 858,0	5 003,8	5 153,9	5 308,5	5 467,8	5 631,8

Таблица 21 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	1,99	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Затраты на выработку тепловой энергии																	
Расходы на топливо:	тыс.руб.	21 495	13 598	14 142	14 708	15 296	15 908	16 545	17 206	17 895	18 610	19 355	20 129	20 934	21 772	22 642	23 548
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	1379,42	1433,22	1489,12	1548,68	1610,63	1673,44	1738,7	1806,51	1876,96	1950,16	2026,22	2105,24	2187,34	2272,65	2361,28	2454,44
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	7446,64	7744,51	8054,29	8376,46	8711,52	9059,98	9422,38	9799,28	10191,25	10598,9	11022,86	11463,77	11922,32	12399,21	12895,18	13422,94
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 526,98	2 638,16	2 756,88	2 875,43	2 996,19	3 125,03	3 259,41	3 399,56	3 545,74	3 694,66	3 849,84	4 011,53	4 180,02	4 351,40	4 529,80	4 715,53
Амортизация основных средств	тыс.руб.	622,72	4280,55	4207,08	4133,61	4060,13	3986,66	3913,19	3839,71	3766,24	3692,77	3619,29	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13
Прирост амортизации	тыс.руб.		3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	0	0	0	0	0
Прирост налога на имущество	тыс.руб.		695,72	622,25	548,78	475,3	401,83	328,36	254,88	181,41	107,94	34,46	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс.руб.		2580,26	2321,44	2062,61	1803,78	1544,95	1286,13	1027,30	768,47	509,65	250,82	0	0	0	0	0
Прочие затраты	тыс.руб.	9890,7	6813,77	4764,50	3360,24	2309,61	1593,63	1100,67	760,19	524,53	361,93	249,73	172,31	118,90	82,04	56,61	39,06
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	43 362	43 124	41 698	40 954	40 603	40 634	40 933	41 434	42 089	42 866	43 748	38 127	39 588	41 122	42 730	44 425
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 945	9 891	9 564	9 393	9 313	9 320	9 388	9 503	9 653	9 832	10 034	8 745	9 080	9 432	9 801	10 189
Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3 380,1	3 530,3	3 693,6	3 863,0	3 998,2	4 138,1	4 283,0	4 432,9	4 579,2	4 716,5	4 858,0	5 003,8	5 153,9	5 308,5	5 467,8	5 631,8

Таблица 22 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной»). Сценарий 1 и 2

№	Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
	Производственные показатели																		
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	605,38	605,29	614,90	625,62	637,10	637,10	637,10	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62	625,62
	Покупная тепловая энергия	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	0,00
1	Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	2068834,269	2250019,26	2386846,87	2536541,93	2698277,53	2820559,28	2948391,28	3032697,08	3170163,34	3313870,60	3464102,73	3621156,53	3785342,35	3956984,67	4136422,77	4324011,41	4520121,52
1.1.	Топливо	тыс. руб	1972971,38	2150287,49	2280486,09	2422915,75	2576828,93	2692786,24	2813961,62	2893371,10	3023572,80	3159633,58	3301817,09	3450398,86	3605666,81	3767921,82	3937478,30	4114664,82	4299824,74
1.2.	Вода	тыс. руб	14697,52	14193,81	14964,47	15803,87	16698,34	17366,27	18060,92	18503,14	19243,26	20012,99	20813,51	21646,05	22511,90	23412,37	24348,87	25322,82	26335,74
1.3.	Электрическая энергия	тыс. руб	81165,37	85537,96	91396,30	97822,30	104750,26	110406,77	116368,73	120822,84	127347,27	134224,02	141472,12	149111,61	157163,64	165650,48	174595,60	184023,77	193961,05
2	Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	786687,00	836210,62	887065,45	940552,09	997420,48	1057891,60	1122201,19	1190600,75	1263358,58	1340760,96	1423113,32	1510741,60	1603993,56	1703240,34	1808878,00	1921329,22	2041045,11
3	Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	170189,00	172840,60	175413,26	180873,76	186595,45	217771,33	233123,99	250561,01	253816,25	257201,70	270435,92	274097,63	277905,80	279081,36	283200,28	287483,96	291938,98
3.1.	Расходы всего	тыс. руб	170189,00	172840,60	175413,26	180873,76	186595,45	217771,33	233123,99	250561,01	253816,25	257201,70	270435,92	274097,63	277905,80	279081,36	283200,28	287483,96	291938,98
3.1.2.	Арендная плата	тыс. руб	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00	67122,00
3.1.3.	Концессионная плата	тыс. руб	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	0,00
3.1.4.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб	61665,00	64316,60	66889,26	69564,83	72347,42	75241,32	78250,97	81381,01	84636,25	88021,70	91542,57	95204,27	99012,44	102972,94	107091,86	111375,53	115830,55
3.1.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00	28050,00
3.1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб	13352,00	13352,00	13352,00	16136,93	19076,03	47358,01	59701,02	74008,00	74008,00	74008,00	83721,35	83721,35	83721,35	80936,42	80936,42	80936,42	80936,42
4	Всего расходов	тыс. руб	0,00	0,00	470257,58	471718,01	1147632,11	697151,32	736899,36	556617,23	582778,24	610168,82	601729,37	630010,65	659621,15	690623,34	723082,64	757067,52	792649,70
5	НБВ с инвестирующей	тыс. руб	3025710,27	3259070,47	3919583,15	4129685,79	5029925,58	4793373,53	5040615,82	5030476,07	5270116,41	5522002,07	5759381,34	6036006,40	6326862,85	6629929,71	6951583,69	7289892,11	7645755,31
6.1.	Экономически обоснованный тариф при реализации мероприятий согласно рассматриваемому сценарию	руб/Гкал	4998,01	5384,28	6374,34	6600,99	7895,03	7523,74	7911,81	8040,83	8423,88	8826,50	9205,93	9648,10	10113,01	10597,44	11111,58	11652,34	12221,16
6.2.	Индексируемый тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	3513,36	3724,16	3925,26	4137,23	4360,64	4596,11	4844,30	5105,90	5381,61	5672,22	5978,52	6301,36	6641,64	7000,28	7378,30	7776,73	8196,67

Таблица 23 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельной «Абрам-Мыс»). Сценарий 26 (инвестиционная инициатива)

Показатели	Единица изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)																						
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	384	395	407	420	432	445	458	472	486	501	516	531	547	564	581	598	616	635	654	673	693
Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	152	157	162	166	171	177	182	187	193	199	205	211	217	224	230	237	244	252	259	267	275
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	8 476	8 731	8 992	1 158	1 193	1 228	1 265	1 303	1 342	1 382	1 424	1 467	1 511	1 556	1 603	1 651	1 700	1 751	1 804	1 858	1 914
Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	8 351	8 602	8 860	1 072	1 104	1 137	1 171	1 206	1 243	1 280	1 318	1 358	1 399	1 440	1 484	1 528	1 574	1 621	1 670	1 720	1 772
Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	162	167	172	177	182	188	193	199	205	211	218	224	231	238	245	252	260	268	276	284	293
Другие (в том числе общехозяйственные расходы, цеховые расходы)	тыс.руб.	8 189	8 435	8 688	895	922	949	978	1 007	1 037	1 069	1 101	1 134	1 168	1 203	1 239	1 276	1 314	1 354	1 394	1 436	1 479
ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	18 047	18 723	19 260	2 816	2 900	2 987	3 077	3 169	3 264	3 362	3 463	3 567	3 674	3 784	3 897	4 014	4 135	4 259	4 387	4 518	4 654
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20
Концессионная плата	тыс.руб.																					
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	402	414	427	3 852	3 446	3 041	2 635	2 230	1 825	1 419	1 014	608	203	0	0	0	0	0	0	0	0
налог на имущество	тыс.руб.				3 852	3 446	3 041	2 635	2 230	1 825	1 419	1 014	608	203								
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 816	2 901	2 988	347	358	368	380	391	403	415	427	440	453	467	481	495	510	525	541	557	574
в т.ч. отчисления на ФЗП основного персонала	тыс.руб.	2 816	2 901	2 988	347	358	368	380	391	403	415	427	440	453	467	481	495	510	525	541	557	574
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	903	931	958	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 983	19 552	20 139	20 743	21 365	22 006	22 667
Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	4 133	4 257	4 385	22 641	22 247	21 852	21 458	21 065	20 671	20 279	19 886	19 494	19 102	18 913	19 481	20 065	20 667	21 287	21 926	22 583	23 261
Расходы на приобретение энергетических ресурсов																						
Расходы на топливо	тыс.руб.	27 568	28 395	29 247	22 288	22 956	23 645	24 354	25 085	25 838	26 613	27 411	28 234	29 081	29 953	30 852	31 777	32 730	33 712	34 724	35 765	36 838
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	1 719	1 771	1 824																		
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	72	74	76	79	81	83	86	88	91	94	97	99	102	106	109	112	115	119	122	126	130
ИТОГО		29 359	30 239	31 147	22 366	23 037	23 728	24 440	25 173	25 929	26 707	27 508	28 333	29 183	30 058	30 960	31 889	32 846	33 831	34 846	35 891	36 968
ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская), в т.ч.:	тыс.руб.	5 462	5 626	5 794	14 283	12 855	11 427	9 998	8 570	7 142	5 713	4 285	2 857	1 428	1 471	1 515	1 561	1 608	1 656	1 705	1 757	1 809
нормативная прибыль(у них списание НДС)	тыс.руб.	5 462	5 626	5 794	14 283	12 855	11 427	9 998	8 570	7 142	5 713	4 285	2 857	1 428	1 471	1 515	1 561	1 608	1 656	1 705	1 757	1 809
ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)		2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	2 038	2 039
Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	57 000	58 846	60 586	62 107	61 039	59 995	58 974	57 977	57 006	56 060	55 141	54 250	53 387	54 227	55 854	57 529	59 255	61 033	62 864	64 750	66 692
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
Собственные нужды источника	%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал		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	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери тепловой энергии	%	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%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Собственное потребление	тыс. Гкал	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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Полезный отпуск потребителям, в том числе	тыс. Гкал	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232	7,232
прочим (кроме населения)	тыс. Гкал																					
население	тыс. Гкал																					
Тариф по КС -фактический	руб./Гкал	-	-	-	8 587,87	8 440,25	8 295,81	8 154,65	8 016,86	7 882,54	7 751,80	7 624,75	7 501,49	7 382,14	7 498,28	7 723,23	7 954,92	8 193,57	8 439,38	8 692,56	8 953,34	9 221,94
Тариф текущий (индекс 3 %) -применям в КС	руб./Гкал	7 881,80	8 136,98	8 377,59	8 625,4	8 880,7	9 143,7	9 414,5	9 693,5	9 980,8	10 276,7	10 581,5	10 895,5	11 218,9	11 552,0	11 895,1	12 248,4	12 612,4	12 987,3	13 373,5	13 771,2	14 180,8
Прибыль концессионера					271,7	3 185,5	6 131,6	9 111,1	12 125,0	15 174,2	18 260,0	21 383,3	24 545,3	27 747,1	29 316,1	30 170,4	31 050,3	31 956,7	32 890,2	33 851,8	34 842,2	35 862,3

Таблица 24 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 (инвестиционная инициатива)

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	3,222	3,2	3,2	1,504	1,496	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487
Затраты на выработку тепловой энергии																		
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	181,22	178,25	188,81	146,55	150,90	155,37	159,99	164,74	169,63	174,67	179,85	185,19	190,69	196,36	202,19	208,19	214,38
Материалы на ремонт	тыс.руб.	7 867,92	7 738,97	8 197,45	6 362,63	6 551,35	6 745,72	6 945,93	7 152,15	7 364,56	7 583,28	7 808,49	8 040,40	8 279,19	8 525,07	8 778,26	9 038,97	9 307,41
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	4 329,43	4 258,47	4 510,76	3 501,13	3 604,97	3 711,93	3 822,09	3 935,57	4 052,45	4 172,80	4 296,73	4 424,34	4 555,74	4 691,04	4 830,36	4 973,81	5 121,53
Расходы на топливо:	тыс.руб.	194 437,4	201 170,1	121 934,6	121 045,3	122 547,3	125 004,4	127 927,3	131 941,2	137 839,6	143 353,1	149 087,3	155 050,8	161 252,8	168 458,1	175 196,4	182 204,3	189 759,5
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	14 265,91	14 469,67	13 552,40	13 763,59	14 097,04	14 505,21	14 923,47	15 436,21	16 053,65	16 695,80	17 363,63	18 058,18	18 780,50	19 531,72	20 312,99	21 125,51	21 970,53
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	14 265,91	14 469,67	13 552,40	13 763,59	14 097,04	14 505,21	14 923,47	15 436,21	16 053,65	16 695,80	17 363,63	18 058,18	18 780,50	19 531,72	20 312,99	21 125,51	21 970,53
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	3 817,75	3 954,85	3 687,98	3 738,82	3 834,82	3 949,79	4 067,83	4 209,77	4 378,16	4 553,29	4 735,42	4 924,84	5 121,83	5 326,71	5 539,78	5 761,37	5 991,82
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	96 061,62	94 487,21	100 084,86	77 683,15	79 987,19	82 360,35	84 804,74	87 322,52	89 915,91	92 586,32	95 336,04	98 167,43	101 082,90	104 084,96	107 176,18	110 359,21	113 636,77
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	54 813,54	74 689,18	109 484,87	125 853,93	134 738,42	141 470,02	147 954,40	149 131,20	149 890,05	152 147,24	153 108,38	116 559,94	116 373,84	116 775,22	117 320,12	117 197,40	110 414,04
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	5 700,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20 000,00	40 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	9 908,10	17 540,74	74 151,04	102 054,16	106 674,85	90 745,31	75 109,51	124 332,71	132 540,21	140 066,05	149 283,14	2 159,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль всего:	тыс.руб.	9 066,87	9 988,83	11 985,36	11 552,49	12 148,23	12 644,92	13 133,92	13 367,61	13 591,22	13 895,67	14 141,43	12 518,02	12 719,24	12 956,55	13 207,99	13 433,22	13 332,82
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	400 449,725	428 476,269	447 778,126	465 701,760	484 335,071	501 292,998	518 849,216	536 993,659	555 795,407	575 228,265	595 340,398	420 089,085	428 356,734	440 545,735	452 564,298	464 301,963	469 748,859
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	5 063,60	5 417,99	5 662,06	5 888,70	6 124,31	6 338,74	6 560,74	6 790,17	7 027,91	7 273,64	7 527,95	5 311,94	5 416,48	5 570,61	5 722,58	5 871,00	5 939,87

Таблица 25 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 и 2 (инвестиционная инициатива ООО «Интеллектуальные коммунальные системы»)

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933	6933
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	3,222	3,2	3,2	3,2	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
Затраты на выработку тепловой энергии																		
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	168,39	173,45	178,65	184,01	189,53	195,21	201,07	207,10	213,32	219,72	226,31	233,10	240,09	247,29	254,71	262,35	270,22
Материалы на ремонт	тыс.руб.	1 934,80	1 992,84	2 052,63	2 114,21	2 177,64	2 242,96	2 310,25	2 379,56	2 450,95	2 524,48	2 600,21	2 678,22	2 758,56	2 841,32	2 926,56	3 014,36	3 104,79
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.																	
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68
Расходы на топливо:	тыс.руб.	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	324,46	334,20	344,22	354,55	365,19	376,14	387,43	399,05	411,02	423,35	436,05	449,13	462,61	476,48	490,78	505,50	520,67
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	12 031,58	12 392,53	12 764,31	13 147,24	13 541,65	13 947,90	14 366,34	14 797,33	15 241,25	15 698,49	16 169,44	16 654,53	17 154,16	17 668,79	18 198,85	18 744,82	19 307,16
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	12 359,21	12 306,11	12 261,32	12 225,08	12 197,64	12 179,29	12 170,27	12 170,88	12 181,41	12 202,14	12 398,33	12 770,28	13 153,39	13 547,99	13 954,43	14 373,06	14 804,25
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.					14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70				
Арендная плата	тыс.руб.																	
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.																	
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.					6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06				
Прибыль всего:	тыс.руб.												6 137,98	6 273,15	6 428,76	6 588,45	6 752,31	6 920,46
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	73 703,57	74 577,48	75 482,58	76 419,69	77 389,69	78 393,44	79 431,86	80 505,89	81 616,47	82 761,83	83 944,62	85 166,39	86 427,91	87 725,37	89 062,03	90 437,16	91 851,07
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 461,31	9 573,49	9 689,68	9 809,97	9 934,49	10 063,34	10 196,64	10 334,52	10 477,08	8 667,24	8 858,10	9 077,84	9 303,33	9 534,71	9 772,15	10 015,81	10 265,86

Таблица 26 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «ММТП». Сценарий 1 и 2

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254
Затраты на выработку тепловой энергии																					
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	1067,88	1103,51	1157,44	1224,45	1262,41	1306,59	1353,63	1402,36	1451,45	1502,25	1554,82	1609,24	1665,57	1723,86	1784,20	1846,64	1911,28	1978,17	2047,41	2119,07
Материалы на ремонт	тыс.руб.	10707,52	11064,72	11605,45	12277,39	12657,99	13101,02	13572,66	14061,28	14553,42	15062,79	15589,99	16135,64	16700,38	17284,90	17889,87	18516,01	19164,08	19834,82	20529,04	21247,55
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	32,77	33,86	35,51	37,57	38,73	40,09	41,53	43,03	44,53	46,09	47,71	49,38	51,10	52,89	54,74	56,66	58,64	60,70	62,82	65,02
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	1670,09	1725,80	1810,14	1914,94	1974,31	2043,41	2116,97	2193,18	2269,94	2349,39	2431,62	2516,73	2604,81	2695,98	2790,34	2888,00	2989,08	3093,70	3201,98	3314,05
Расходы на топливо:	тыс.руб.	55 656,12	57 512,79	60 323,44	63 816,11	65 794,41	68 097,21	70 548,71	73 088,47	75 646,56	78 294,19	81 034,49	83 870,70	86 806,17	89 844,39	92 988,94	96 243,55	99 612,08	103 098,50	106 706,95	110 441,69
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	5832,41	6026,98	6321,51	6687,52	6894,84	7136,16	7393,06	7659,21	7927,28	8204,74	8491,90	8789,12	9096,74	9415,12	9744,65	10085,71	10438,71	10804,07	11182,21	11573,59
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	440,02	454,69	476,92	504,53	520,17	538,38	557,76	577,84	598,06	618,99	640,66	663,08	686,29	710,31	735,17	760,90	787,53	815,09	843,62	873,15
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	14133,26	14604,74	15318,47	16205,40	16707,76	17292,54	17915,07	18560,01	19209,61	19881,95	20577,81	21298,04	22043,47	22814,99	23613,51	24439,99	25295,39	26180,73	27097,05	28045,45
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	4288,54	4431,61	4648,18	4917,30	5069,74	5247,18	5436,08	5631,78	5828,89	6032,90	6244,05	6462,60	6688,79	6922,89	7165,20	7415,98	7675,54	7944,18	8222,23	8510,00
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	93828,60	96958,69	101697,07	107585,22	110920,37	114802,58	118935,47	123217,15	127529,75	131993,29	136613,06	141394,51	146343,32	151465,34	156766,62	162253,46	167932,33	173809,96	179893,31	186189,57
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	5 701	5 891	6 179	6 536	6 739	6 975	7 226	7 486	7 748	8 019	8 300	8 591	8 891	9 202	9 525	9 858	10 203	10 560	10 930	11 312

Таблица 27 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ (котельная 22)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Затраты на выработку тепловой энергии																					
Расходы на топливо:	тыс.руб.	27 547	28 771	30 102	31 483	32 585	33 725	34 906	36 127	37 319	38 439	39 592	40 780	42 003	43 263	44 561	45 898	47 275	48 693	50 154	51 659
Амортизация основных средств	тыс.руб.	732,07	765	800	837	866	896	928	960	992	1 022	1 052	1 084	1 116	1 150	1 184	1 220	1 256	1 294	1 333	1 373
Итого расходов:	тыс.руб.	28 279	29 536	30 902	32 319	33 451	34 621	35 833	37 087	38 311	39 461	40 644	41 864	43 120	44 413	45 746	47 118	48 532	49 987	51 487	53 032
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	28 279	29535,78	30901,81	32319,49	33450,67	34621,44	35833,20	37087,36	38311,24	39460,58	40644,39	41863,73	43119,64	44413,23	45745,62	47117,99	48531,53	49987,48	51487,10	53031,72
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1 611	1 683	1 761	1 842	1 906	1 973	2 042	2 113	2 183	2 248	2 316	2 385	2 457	2 531	2 607	2 685	2 765	2 848	2 934	3 022
Рост тарифа в %:	%	-	4,44%	4,62%	4,59%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,30%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города Мурманска, 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".

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.

5.2. 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 по согласованию с АО «СО ЕЭС».

Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ

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

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

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал

Наименование источника	2018	2019	2020	2021	2022
Мурманская ТЭЦ	181,15	181,35	181,35	181,26	180,50
Южная котельная	169,57	169,65	169,68	173,15	169,56
Восточная котельная	171,89	171,30	171,7	172,1	174,54

Как видно из таблицы 28, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 29 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021 год.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии по трем источникам вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на отпуск

тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ на 6,4% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 29, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,68%, 7,21% и 9,7% соответственно.

Таблица 29 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	87,331	105,065	58,028
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	749,738	901,928	496,387
Собственные нужды, тыс.Гкал	87,627	65,042	48,381
Собственные нужды, %	11,688%	7,21%	9,74%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, тыс.Гкал	15,102		
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"			47,2
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал	662,111	910,294	495,206
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	180,5	169,56	174,54
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч	12,958	-	-

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

Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

Вне зависимости от выбранного сценария развития, схемой теплоснабжения предусматривается отказ от собственной генерации электрической энергии. Паровые турбины и энергетические котлы Мурманской ТЭЦ должны быть выведены из эксплуатации и, по возможности, демонтированы. Однако, данное мероприятие требует согласования с АО «СО ЕЭС», в связи с чем, на текущий момент сроки реализации мероприятия не определены.

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

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

2024 – 2025 гг. – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

2026 год – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

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

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

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

Переключение нагрузки с Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную требуют реконструкции тепловых пунктов потребителей, для отладки гидравлического режима. Ввиду того, что на текущий момент законодательно не определен правовой порядок выполнения мероприятий такого рода (мероприятие требует согласие собственников и источник финансирования не определен), мероприятия по переключению перенесены на более поздний срок.

Предусмотренные мероприятия позволят:

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

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		412,2
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



Рисунок 4. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период действия схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 31 - 33.

Таблица 31 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3042
Мероприятие	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
ТФУ, РОУ	110,00	110,00	71,12	71,12	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16
ПВК	176,00	176,00	236,00	296,00	356,00	356,00	356,00	356,00	356,00	356,00
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,80	251,83	270,45	323,30	362,97	362,96	362,96	362,96	362,96	362,96
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	18,45	18,39	18,87	18,90	18,90	18,92	17,96	17,96	17,96	17,96
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,8	165,8	184,4	237,3	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0	277,0
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-26,41	-28,46	-13,94	38,82	78,48	78,45	105,55	105,55	105,55	105,55
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-15,93%	-17,16%	-7,56%	16,36%	28,34%	28,33%	38,11%	38,11%	38,11%	38,11%

Таблица 32 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценарию, млн. руб. (с НДС)

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 2	14,976								14,976
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	3,264								3,264
Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	3,522								3,522
Текущий ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	5,708								5,708
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	6,604								6,604
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1		6,444							6,444
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6		10,068							10,068
Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		10,104							10,104
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		12,78							12,78
Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4			18,504						18,504
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8			14,268						14,268
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3				17,844					17,844
Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5				15,036					15,036
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9				20,58					20,58
Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1	5,0	5,0	5,0	8,657					23,657
Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь					20				20
Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь					20				20
Реконструкция Мурманской ТЭЦ		67,38							67,38
Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ ФСН-1, ФНС-2, ФНС-3 ГРУ-6 кВ Мурманская ТЭЦ		0,88	0,92	0,97	1,00	1,00			4,76
Модернизация системы измерения, технологической сигнализации и защиты парового котла ТП-30У ст.№2 Мурманская ТЭЦ	3,85								3,85
Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ		7,58							7,58

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения		15,77							15,77
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ		7,24							7,24
Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	2,40	4,80							7,20
ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	45,33	148,05	38,69	63,08	41,00	1,00	0,00	0,00	337,15

Таблица 33 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	173,8	173,8	175,9	179,5	179,6	179,6	179,6	153,4	153,4	153,4	153,4
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	157,1	157,1	158,9	161,7	161,8	161,8	161,8	138,8	138,8	138,8	138,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,6	16,6	17,0	17,8	17,8	17,8	17,8	14,7	14,7	14,7	14,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,4	34,2	34,2	36,7	43,8	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,8	18,5	18,4	18,9	18,9	18,9	18,9	18,0	18,0	18,0	18,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	749,74	774,7	796,5	813,5	813,5	813,5	813,6	711,5	711,5	711,5	711,5
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	87,63	92,6	95,2	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	662,11	682,1	701,3	716,3	716,4	716,4	716,4	614,4	614,4	614,4	614,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	30,68	25,1	24,3	24,3	24,4	24,4	24,4	23,2	23,2	23,2	23,2
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	631,44	657,0	677,0	692,0	692,0	692,0	692,0	591,2	591,2	591,2	591,2
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	160,0	159,5	159,5	159,6	159,6	159,6	159,6	156,5	156,5	156,5	156,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов												
Мазут	кгу.т/Гкал	180,4	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,4	180,4	180,4	180,4
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	120,0	123,6	127,1	129,8	129,8	129,8	129,8	111,3	111,3	111,3	111,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2	181,2
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374	1,374
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	87,3	90,0	92,5	94,5	94,5	94,5	94,5	81,0	81,0	81,0	81,0

Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,508 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 199,13 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1, в рамках которого на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива

2023 год

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

2024 год

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

2025 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5.

2026 год

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

2023 – 2025 год

- Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную.

2025 – 2026 год

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

Также предусматривается выполнение переключения части нагрузки с Мурманской ТЭЦ:

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

и реализация технической возможности по подключению к системе централизованного теплоснабжения планируемой комплексной застройки микрорайона «Больничный городок» (20 Гкал/ч) (по заявке на подключение к системе теплоснабжения, на основании которой будет заключаться договор о подключении, плата по которому будет устанавливаться в индивидуальном порядке в зависимости от выбранного варианта подключения (по предварительной оценке, стоимость работ составит не менее 1000 млн.руб.).

Присоединение переключаемой зоны, а также перспективных потребителей, может быть реализовано при условии выполнения работ по созданию технической возможности, а именно:

- проведения мероприятий по реконструкции сетевой установки на источнике (увеличение пропускной способности трубопроводов в пределах котельной, замена сетевых подогревателей);

- реконструкция тепловых сетей от Восточной котельной с увеличением пропускной способности трубопровода Ду 700 от ВК до П8 (проведение реконструкции с увеличением диаметра ТС протяженностью 2,5 км (в 2-х трубном исполнении);

- реконструкция насосной станции №7 с увеличением ее производительности;

- реконструкция участков тепловой сети по ул. Радищева с Ду300 на Ду400 мм общей протяженностью 130 м (в 2-х трубном исполнении);

- а также решения вопроса по переоборудованию ИТП потребителей, которые будут переподключаться на Восточную котельную.

Окончательная стоимость подключения может быть определена только после разработки необходимой проектно-сметной документации.

При дальнейшем развитии перспективной застройки города, реализуемой в зоне действия Восточной котельной, потребуется строительство второго луча от источника, характеристики которого будут устанавливаться по результатам проектно-

изыскательских работ (по предварительным расчетам, выполненным в программном комплексе Zulu, диаметр луча составит Ду 500 мм).

Отличие балансов тепловой мощности Восточной котельной по 1 и 2 сценариям состоит лишь в возможном присоединении к источнику после 2027 года перспективных потребителей комплексной жилой застройки в р-не Больничного городка. По 2-ому сценарию, при строительстве нового источника котельной «Северная-Восточная», данные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

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

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 (до 2028г.) представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028)

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



Рисунок 5. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Таблица 35 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Восточной котельной по Сценарию 1 и Сценарию 2 (до 2028)

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1		Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)						
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5	351,5
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	124,31	124,97	130,15	130,79	130,79	130,79	156,93	156,93	156,93	156,93
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,87	13,44	14,17	14,40	14,46	14,48	15,44	15,44	15,44	15,44
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	251,54	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	127,77	127,03	121,12	120,25	120,19	120,17	93,07	93,07	93,07	93,07
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	50,80	50,81	48,44	48,09	48,07	48,06	37,22	37,22	37,22	37,22

Таблица 36 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Восточная котельная									
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	15,0								15,0
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	7,764								7,764
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1		13,896							13,896
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6		17,568							17,568
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2			8,268						8,268
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5			6,324						6,324
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3				18,792					18,792
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4				31,488					31,488
Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)					5,0	5,0			10,0
Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной		6,58							6,58
Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутристанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)*			14	186	0				200
Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	1,44	11,28	11,28	0	0				24
Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	11,56								11,56
Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	16,65								16,65
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Восточной котельной		0,32							0,32
Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной		45,00	110,00	107,43					262,43
Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	2,07	63,81							65,88
Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	2,07								2,07
ИТОГО по Восточной котельной	56,54	158,46	149,87	343,71	5,00	5,00	0,00	0,00	718,58

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

Таблица 37 – Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	124,3	124,3	125,0	130,2	130,8	130,8	130,8	176,9	176,9	176,9	176,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	109,7	109,7	110,4	114,5	115,2	115,2	115,2	150,2	150,2	150,2	150,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,6	14,6	14,6	15,6	15,6	15,6	15,6	26,7	26,7	26,7	26,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	38,0	38,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,1	14,6	13,4	14,2	14,4	14,5	14,5	15,4	15,4	15,4	15,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	496,39	510,12	478,21	499,30	502,17	501,82	500,98	601,50	704,83	704,83	704,83
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	48,38	50,31	49,01	50,93	51,80	51,76	51,85	51,85	51,85	51,85	51,85
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	495,21	517,81	507,20	529,37	531,87	532,06	532,13	632,65	735,97	735,97	735,97
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	27,55	25,81	20,20	20,37	20,87	21,06	21,13	22,48	22,48	22,48	22,48
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	467,66	492,00	487,00	509,00	511,00	511,00	511,00	610,17	713,49	713,49	713,49
Структура топливного баланса												
Мазут	%	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	158,004	160,768	167,982	167,918	167,747	167,926	168,228	166,582	165,380	165,380	165,380
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. туг.	78,431	82,011	80,330	83,842	84,238	84,268	84,279	100,200	116,564	116,564	116,564
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг у.т/Гкал	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381	158,381
Переводной коэффициент												
Мазут	ту/тнт	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352	1,352
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	58,028	60,677	59,433	62,031	62,324	62,347	62,355	74,134	86,241	86,241	86,241

Мероприятия для Южной котельной

На котельной установлены три паровых котла ДКВР-20/13, три водогрейных котла ПТВМ-100 и два водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 303,037 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2042 году, с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства, составит 316,4 Гкал/ч.

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

2023 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7.

2024 год

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

2025 год

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7.

2026 год

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8.

2024-2027 год

- Реконструкция водогрейной части Южной котельной, направленная на увеличение надежности и тепловой экономичности (реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК-4,5 ПТВМ-100).

Сценарий 2 основан на предложениях КИП и предполагает строительство новой угольной котельной как замены Южной котельной, на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2. Для сценария 2 в качестве

основного энергетического оборудования запланированы водогрейные пылеугольные котлы и соответствующая инфраструктура. Полноценный перевод нагрузки на новый источник планируется осуществить в 2028 году, поэтому, до 2028 года действующую Южную котельную необходимо поддерживать в полном работоспособном состоянии. В связи с этим, для сценария 2, также, как и для сценария 1, запланирован капремонт основного оборудования (состав мероприятий до 2024 включительно).

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 38 и 39 соответственно.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 40 – 41.

Таблица 38 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	1975	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	1992	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	1994	100
9				КВГМ-100	2028	100
10				КВГМ-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0	Установленная мощность котельной, Гкал/ч		511,0

Таблица 39 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2029	100
5	КВТК-100	2029	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			500,0

Таблица 40 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Южная котельная									
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	9,936								9,936
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4	22,572								22,572
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	10,828								10,828
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7	8,896								8,896
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		6,732							6,73
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		22,572							22,57
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3			9,24						9,24
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5			8,172						8,17
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7			20,784						20,78
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2				13,824					13,82
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6				32,928					32,93
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8				29,4					29,40
Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)		24,5	108,5	108,5	108,5				350,00
Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1		1,65	5,88	6,19	0	0			13,72
Реконструкция подъездных тупиковых железнодорожных путей №1 и №2 источника теплоснабжения Южная котельная	1,38								1,38
Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8		1,33							1,33
Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ		1,77	1,85	2,33	1,99	1,20			9,14
Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТИЦ КЦ-1	1,46								1,46
Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1		38,09							38,09
Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения			21,88						21,88
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Южной котельной		7,02							7,02
Модернизация системы пожарной сигнализации мазутонасосной Южной котельной	1,40								1,40
ИТОГО по Южная котельная	56,47	103,66	176,31	193,17	110,49	1,20	0,00	0,00	641,30

Таблица 41 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Южная котельная									
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	9,936								9,936
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4	22,572								22,572
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	10,828								10,828
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7	8,896								8,896
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		6,732							6,73
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		22,572							22,57
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3			9,24						9,24
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5			8,172						8,17
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7			20,784						20,78
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2				13,824					13,82
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6				32,928					32,93
Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8				29,4					29,40
Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1		1,65	5,88	6,19	0	0			13,72
Реконструкция подъездных тупиковых железнодорожных путей №1 и №2 источника теплоснабжения Южная котельная	1,38								1,38
Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8		1,33							1,33
Монтаж вакуумных выключателей выключателей 6 кВ и устройств релейной защиты ДК-6, ДК-7, ДК-8 РУ-6-2 кВ КЦ-1		1,77	1,85	2,33	1,99	1,20			9,14
Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЩ КЦ-1	1,46								1,46
Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1		38,09							38,09

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения			21,88						21,88
Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Южной котельной		7,02							7,02
Модернизация системы пожарной сигнализации мазутонасосной Южной котельной	1,40								1,40
Котельное отделение					1030	268			1298
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ					1094	284			1378
Бак запаса воды					14	4			18
Приборы учета тепла					14	4			18
ВПУ					74	19			93
Закрытый расходный склад угля					249	65			314
Подготовка площадки под строительство					85	23			108
СМР котельной с дымовой трубой					959	249			1208
Транспортировка оборудования и материалов					28	8			36
ПИР и экспертиза проекта					143	37			180
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы					66	17			84
Первичное заполнение резервуаров и систем					0	0			0
Непредвиденные затраты					704	183			887
ИТОГО по Южная котельная	56,47	79,16	67,81	84,67	4462,0	1162,2	0,00	0,00	5912,30

Таблица 42 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	214,2	214,2	217,2	223,1	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	187,9	187,9	190,2	195,5	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,4	26,4	27,0	27,6	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,24	33,82	33,72	33,72	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	25,50	25,50	25,50	25,50	25,50
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	901,93	968,16	958,72	981,24	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	65,04	71,03	70,12	71,76	73,47	73,47	73,34	73,3	73,3	73,3	73,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	836,89	897,13	888,60	909,47	932,47	932,47	932,72	932,7	932,7	932,7	932,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	33,73	40,13	45,60	45,47	45,47	45,47	45,72	45,7	45,7	45,7	45,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	803,16	857,00	843,00	864,00	887,00	887,00	887,00	887,0	887,0	887,0	887,0
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	157,7	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. туг.	142,2	152,5	151,0	154,6	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9
Переводной коэффициент												
Мазут	туг/тнт	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	105,1	112,6	111,6	114,2	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1	117,1

Таблица 43 – Технико-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	214,2	214,2	217,2	223,1	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	187,9	187,9	190,2	195,5	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	26,4	26,4	27,0	27,6	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,24	33,82	33,72	33,72	33,67	33,67	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	21,90	22,08	24,33	24,98	25,43	25,43	22,69	24,19	24,19	24,19	24,19
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	901,93	968,16	958,72	981,24	1005,95	1005,95	1006,06	989,85	989,85	989,85	989,85
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	65,04	71,03	70,12	71,76	73,47	73,47	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1
		1,86	2,03	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	836,89	897,13	888,60	909,47	932,47	932,47	932,72	935,7	935,7	935,7	935,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	33,73	40,13	45,60	45,47	45,47	45,47	45,72	48,7	48,7	48,7	48,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	803,16	857,00	843,00	864,00	887,00	887,00	887,00	887,0	887,0	887,0	887,0
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	157,7	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5					
Уголь	кгу.т/Гкал							178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6					
Уголь	кгу.т/Гкал							192,2	188,5	188,5	188,5	188,5
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	142,2	152,5	151,0	154,6	158,5	158,5					
Уголь	тыс. тут.							179,7	176,8	176,8	176,8	176,8
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9	169,9					
Уголь	кгу.т/Гкал							192,6	188,9	188,9	188,9	188,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354					
Уголь	тут/тнт							0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	105,1	112,6	111,6	114,2	117,1	117,1					
Уголь	тыс. т							233,4	229,6	229,6	229,6	229,6

5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Котельная «Северная»

Котельная «Северная» имеет установленную мощность 367,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны. В состав котельной входит 4 водогрейных котла ПТВМ-30 и 11 паровых котлов различной производительности.

Котлы установлены на котельной в середине 70-х годов прошлого века. Котельная предназначалась к использованию в качестве промышленно-отопительной: установка 11 паровых котлов была необходима для обеспечения промышленных потребителей тепловой энергии в виде пара. В настоящее время все крупные потребители пара от котельной прекратили свое потребление на производство. В 2019 году подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла не более 4 Гкал/ч.

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

- для подогрева сетевой воды в пароводяных теплообменниках (ПСВ);
- для деаэрации подпиточной воды паровых котлов;
- для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей (открытая схема ГВС);
- мазутным хозяйством.

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

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

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст. №3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст. №1-4;

- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

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

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

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

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по установке анализаторов дымовых газов;
- внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК;
- оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны

В 2025 году - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2,4. В этом же году планируется вывести и демонтировать паровые котлы ГМ-50-14/250 ст. №9-10. Кроме того, в данный период намечена разработка проектно-сметной документации по установке котла Eurotherm-58 (тепловой мощностью 50 Гкал/ч) на месте демонтируемых котлов.

В 2026 году – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод и демонтаж парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11. Выполнение проектно-сметной

документации на установку двух новых котлов Eurotherm-58 и одного парового котла ДКВР-10/13.

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

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

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 44.

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

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

Полноценный переход на новый источник должен состояться в 2028 году.

В связи с этим, до 2028 года на котельной «Северная» предусматриваются сохранение и поддержание в работоспособном состоянии существующего оборудования, а также выполнение мероприятий необходимых для перехода на закрытую схему ГВС:

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст. №3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст. №1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст. №5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;

- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 7 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

В 2024 году – реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;

- реализация мероприятий по установке анализаторов дымовых газов;
- внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК.

2026 год

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

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на рассматриваемый период схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 45-46.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий и состав мероприятий, необходимых для перехода на закрытую схему ГВС, при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» (для второго сценария период ее функционирования до 2028 года) представлены в таблицах 47 - 48.

Таблица 44 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1

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

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
2	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ТТ300	2022	51,6 Гкал/ч
4	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2026	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	367,7			317,1		

Таблица 45 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10		-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3	-
Установленная мощность, Гкал/ч	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	367,70	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Паровые котлы	247,7	247,7	180	137	107	55,5	25,5
Водогрейные котлы	120	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	353,76	376,64	309,03	266,11	285,90	334,40	304,40
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	146,63	146,63	147,97	150,14	152,69	152,69	152,69
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,28	16,28	16,42	16,66	16,95	16,95	16,95
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	323,8	346,6	279,0	236,1	255,9	304,4	274,4
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	160,85	183,73	114,64	69,30	86,26	134,76	104,76
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,68	53,00	41,08	29,35	33,71	44,27	38,18

Таблица 46 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2 (до 2028 г.)

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мероприятия		Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-					
Установленная мощность, Гкал/ч	367,70	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	367,70	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3
Паровые котлы	247,7	247,7	247,7	247,7	247,7	247,7	247,7
Водогрейные котлы	120,0	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	353,76	376,64	376,73	376,81	374,61	374,61	374,61
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	146,63	146,63	147,97	150,14	176,63	176,63	176,63
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,28	16,28	16,42	16,66	19,60	19,60	19,60
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	323,8	346,6	346,7	346,8	344,6	344,6	344,6
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	160,85	183,73	182,34	180,00	148,37	148,37	148,37
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,68	53,00	52,59	51,90	43,06	43,06	43,06

Таблица 47 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		5	24			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30		2	50			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58			4	135		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58				4	135	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13				3	12	15,00
Замена двух подогревателей сетевой воды на более производительные*	33,93					33,93
Замена сетевых насосов на более производительные*	60,76					60,76
Внедрение приборного парка учета ресурсов		1,00				1,00
Установка анализаторов дымовых газов		1,50				1,50
Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК		3,00				3,00
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная		10,00				10,00
Итого по источнику**	94,68	22,50	78,00	142,00	147,00	418,18

*Затраты в рамках инвестиционной программы АО «МЭС» на 2022-2023 гг.

** Представлена предварительная оценка затрат по мероприятиям. Окончательная стоимость будет определена АО «МЭС» по результатам уточнения состава выполняемых работ и проведения проектных работ

Таблица 48 – Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"

Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование				
№ п/п	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электроборудование
1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	Котел водогрейный смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	зимний режим	Средняя электрическая мощность 267кВт. Вентилятор горелки 211кВт; напряжение 0,4кВ. Электропривод задвижки 1,5кВт; насос рециркуляции (2 шт.) 13,2кВт; автоматика 1кВт.
2	Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	Подогреватель кожухотрубный ПСВэ-700-1,6-1,6-II (D=1500мм)	зимний режим	
3	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	WILO BL-50/240-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.

4	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	WILO BL-32/240-15/2		зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.			
5	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	WILO SCP 300/660 DV-800/4		зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 800кВт; напряжение 6кВ.			
6	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,2	WILO BL-100/165-30/2		зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.			
ЦТП район № 2 Ленинский АО								
№ п/п	Объект	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Элетрооборудование			
7	ЦТП 175 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.			
8		Замена сетевого насоса СН-3	НКУ -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5A200L4 Y2 IM 1081 IP 55. Мощность 45кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 87А.			
9	ЦТП 171 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.			
10	ЦТП 203 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 50/170-11/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 11кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.			
11	ЦТП 207 кв.	Установка трех сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 80/170-30/2	зимний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.			
12	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС		зимний летний режим				
Тепловые сети от котельной "Северная" Ленинский АО								
№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование теплосети	Протяжённость участка, м	Существующий Внутренний Ду подающего и обратного трубопровода, м	Мероприятие перекладка Внутренний Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Элетро-оборудование
13	ТК-106 Ч. Лучинского	ТК-107	магистральная	47	0,309	0,35	Подземная канальная	
14	ТК-105 Ч. Лучинского	ТК-106		75,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
15	ТК-9 Свердлова	ТК-10	магистральная	95	0,412	0,5	Подземная канальная	
16	ТК-8 Свердлова	ТК-9		91	0,412	0,5	Подземная канальная	
17	ТК-7 Свердлова	ТК-8		69	0,412	5	Подземная канальная	
18	ТК-6 Свердлова	ТК-7		135	0,412	0,5	Подземная канальная	
19	ТК-5 Свердлова	ТК-6		110	0,412	0,5	Подземная канальная	
20	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62	магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная	
21	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62		63,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
22	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62		40	0,309	0,35	Подземная канальная	

23	ТК-14 Подстаницкого	ТК-60		129	0,309	0,35	Подземная канальная	
24	ТК-60 Подстаницкого	ТК-61		22	0,309	0,35	Подземная канальная	
25	ТК-61 Подстаницкого	ТК-62		143	0,309	0,35	Подземная канальная	
26	Луч 2 в сторону Хлобыстова	до ТК-201д	магистральная	910	0,412	0,5	Надземная	
27	ТК-208 Невского	ТК-209	магистральная	69	0,309	0,35	Подземная канальная	
28	ТК-67 Александрова	ТК-68	магистральная	75	0,207	0,25	Подземная канальная	

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 (до 2028 года) представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	146,63	146,6	148,0	150,1	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7	152,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	130,8	130,8	131,4	132,8	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6	134,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	15,9	16,5	17,4	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,9	12,7	12,6	12,5	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	16,3	16,4	16,7	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	608,4	608,4	617,4	629,0	641,4	641,4	641,4	630,0	630,0	630,0	630,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,1	4,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	560,5	560,5	569,5	581,0	593,5	593,5	593,5	582,0	582,0	582,0	582,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	56,0	56,0	56,5	57,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3	58,3
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	164,0	164,0	164,2	164,5	164,7	164,7	164,7	164,5	164,5	164,5	164,5
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	99,8	99,8	101,4	103,5	105,7	105,7	105,7	103,6	103,6	103,6	103,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	73,2	73,2	74,4	75,9	77,5	77,5	77,5	76,0	76,0	76,0	76,0

Таблица 50 – Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 2 (до 2028 года)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	146,63	146,6	148,0	150,1	176,6	176,6	176,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	130,8	130,8	131,4	132,8	156,1	156,1	156,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	15,9	16,5	17,4	20,6	20,6	20,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,9	12,7	12,6	12,5	14,7	14,7	14,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	16,3	16,4	16,7	19,6	19,6	19,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	608,4	608,4	617,4	629,0	739,3	739,3	739,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	47,9	47,9	47,9	47,9	56,4	56,4	56,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	560,5	560,5	569,5	581,0	683,0	683,0	683,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	56,0	56,0	56,5	57,3	67,4	67,4	67,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,5	504,5	513,0	523,7	615,5	615,5	615,5
Структура топливного баланса								
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии								
Мазут	кгу.т/Гкал	164,0	164,0	164,2	164,5	164,5	164,5	164,5
Расход условного топлива								
Мазут	тыс. тут.	99,8	99,8	101,4	103,5	121,6	121,6	121,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии								
Мазут	кгу.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Переводной коэффициент								
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива								
Мазут	тыс. т	73,2	73,2	74,4	75,9	89,2	89,2	89,2

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска и имеет смежную зону теплоснабжения с котельной «Северная». Паровые котлы ГМ-50-14/250, установленные на котельной в конце 80-х годов, и настоящее время нуждаются в замене.

Для сценария 1 Схемой теплоснабжения, в качестве мероприятий на источнике предусматриваются:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категоризованного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;
- реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства;
- оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

В настоящее время, на котельной в межотопительный период обеспечение нужд горячего водоснабжения осуществляется посредством работы 1 котла ГМ-50-14/250, мощность которого избыточна (при нагрузке ГВС равной 2,87 Гкал/ч), а режим эксплуатации - неэффективный.

Вследствие этого, в качестве мероприятий на источнике рекомендуется предусмотреть мероприятия по техническому перевооружению и выполнить установку дополнительного котла для работы в летний период (с демонтажем угольного котла):

2023 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100 или аналог).

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

Таблица 10.1 Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Водогрейные котлы				Водогрейные котлы		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
3	-	-	-	ТТ-100	2023	3,44
Паровые котлы				Паровые котлы		
3	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
4	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
5				ДКВР 10/13	2024	6,4

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценария 1 и Сценария 2 для котельной «Роста» (для второго сценария период ее функционирования до 2026 года) представлены в таблице ниже.

Таблица 10.2 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	4,32					4,32
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч		24,74				24,74
Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категоризованного объекта		0,50				0,50
Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов		5,50				5,50
Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства		2,0				2,00
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста		5,0				5,00
Итого по источнику*	4,32	37,74	0,0	0,0	0,0	42,07

* Представлена предварительная оценка затрат по мероприятиям. Окончательная стоимость будет определена АО «МЭС» по результатам уточнения состава выполняемых работ и проведения ПИР

Таблица 10.3 Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	23,7	23,7	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,4	21,4	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	102,42	102,4	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,42	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,00	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	94,00	94,0	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	166,0	166,0	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	17,0	17,0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	12,5	12,5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6

Котельная «Роста»

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная» являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 6.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных отличаются друг от друга, так УРУТ на отпуск тепловой энергии за последние 3 года от котельной «Роста» составляет 180,9 кг у.т/Гкал, а котельной «Северная» – 178 кг у.т/Гкал. Высокий удельный расход топлива на котельной «Роста», в первую очередь, объясняется технологической схемой котельной: пар, вырабатываемый паровыми котлами, подогревает сетевую воду в теплообменниках.

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

В настоящее время, на котельной в межотопительный период обеспечение нужд горячего водоснабжения осуществляется посредством работы 1 котла ГМ-50-14/250, мощность которого избыточна (при нагрузке ГВС равной 2,87 Гкал/ч), а режим эксплуатации - неэффективный. Также, паровые котлы ГМ-50, установленные на котельной в конце 60-х годов, в настоящее время нуждаются в замене.

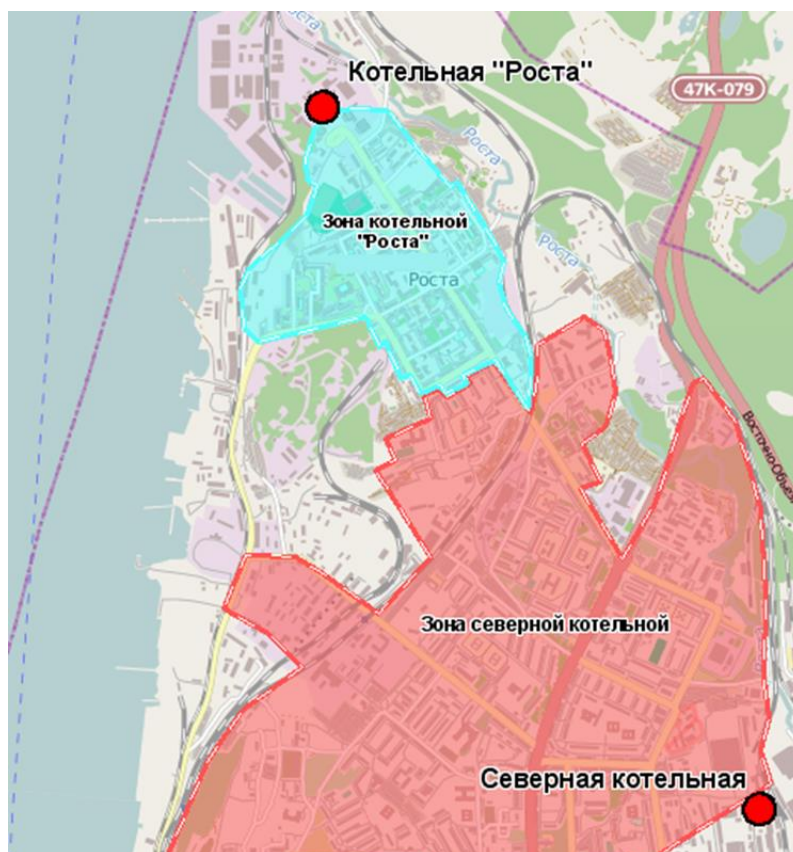


Рисунок 6. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная»

В рамках 2-го Сценария, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная».

В настоящее время на котельной «Северная» существует резерв тепловой мощности в объеме 160,85 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

До принятия окончательного решения по закрытию котельной «Роста», в качестве мероприятий на источнике предусматривается к выполнению:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категоризованного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;
- реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства
- 2023 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100).

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

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

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

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
Паровые котлы						
3	ГМ-50-14/250	1978	30			
4	ГМ-50-14/250	1978	30			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			23,29			

Котельная «Северная» и Восточная по 2 сценарию

Оба рассматриваемые источника – котельная «Северная» и Восточная котельная - используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 356,1 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17%.

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

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

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

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

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

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

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

Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная» приведена на рисунке 7.

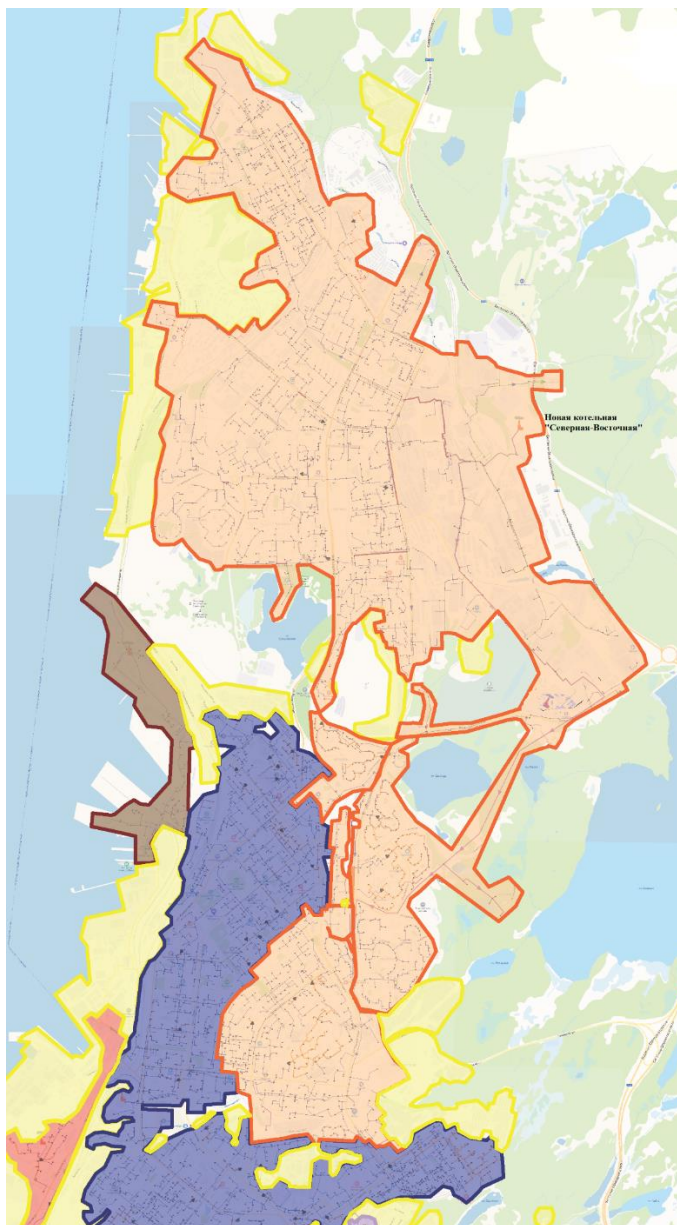


Рисунок 7. Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная»

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

Состав оборудования котельной приведен в таблице 52.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной «Северная-Восточная» и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблицах 53 - 54.

Таблица 52 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2

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

Таблица 53 – Капитальные затраты на строительство котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

Наименование	2027	2028.
Перенос ЛЭП	91	0
Котельное отделение	1251	325
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	1329	346
Бак запаса воды	17	4
Приборы учета тепла	18	4
ВПУ	89	24
Закрытый расходный склад угля	302	78
Подготовка площадки под строительство	103	27
СМР котельной с дымовой трубой	1165	302
Транспортировка оборудования и материалов	34	9
ПИР и экспертиза проекта	173	45
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	82	21
Непредвиденные затраты 3%	856	223
Всего	5511	1408

Источник: расчеты ВТИ, ИБ "ФИНИСТ"

Таблица 54 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной «Северная-Восточная»

Наименование	Единица измерения	2028	2029	2030	2031-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	307,4	353,6	353,6	353,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	34,1	35,0	35,0	35,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1170,35	1381,01	1381,01	1381,01
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	83,00	83,00	83,00	83,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	28,49	28,49	28,49	28,49
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	83,00	83,00	83,00	83,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1224,86	1435,52	1435,52	1435,52
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	49,64	51,04	51,04	51,04
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1175,22	1384,49	1384,49	1384,49
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Уголь	кг.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.				
Уголь	тыс. тут.	209,0	246,6	246,6	246,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Уголь	кг.т/Гкал	183,1	182,4	182,4	182,4
Переводной коэффициент					
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива					
Уголь	тыс. т	271,5	320,3	320,3	320,3

Дизельная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной микрорайона Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учтенные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет около 69% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2022 год составила 7165,3 руб./Гкал. Снижение тарифа на тепловую энергию от данной котельной может быть достигнуто в первую очередь проведением мероприятий по снижению топливной составляющей в тарифе, что в свою очередь подразумевает переход на альтернативное топливо.

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

Схемой теплоснабжения по 1 сценарию для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

2024 - 2025 гг.

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

Установка электродвигателей 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 55 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.

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

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

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

Планируется следующий режим работы котельной:

- в ночной и полупиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся электродкотлы. Дизельные котлы находятся в горячем резерве;
- в пиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся дизельные котлы;
- при температуре наружного воздуха ниже -9°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 8.

график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное

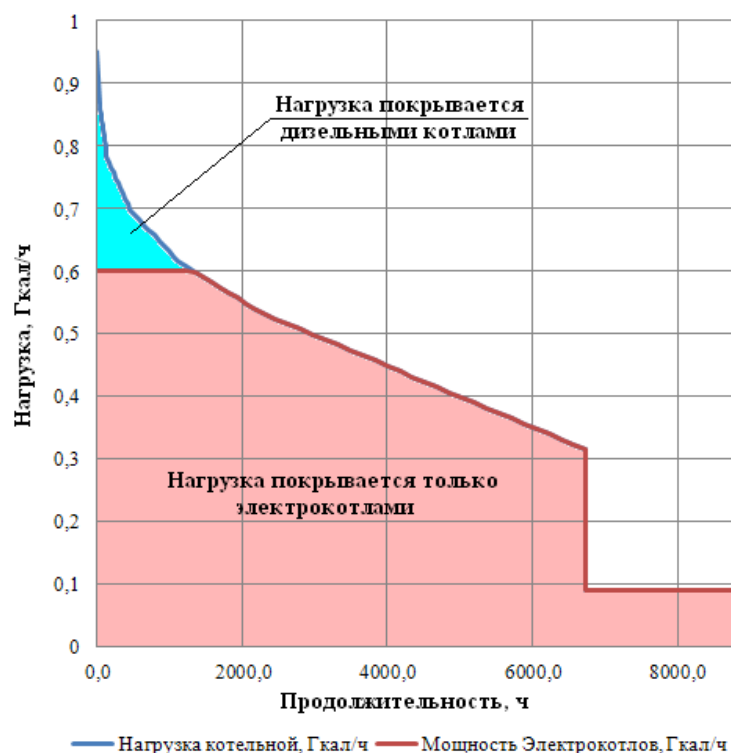


Рисунок 8. График Россандера при работе электродогревателей

В качестве нагревательных элементов электродогревателей 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 дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 56.

Таблица 56 – Состав оборудования дизельной котельной

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2024	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	ТЭН-300	2024	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,95

Соотношение отпуска тепловой энергии от 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 2025 году ориентировочно составит 4476,8 руб./Гкал (с условием индексации цен 2020 года), что на 43% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 10,7 млн. рублей.

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

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 57 .

Таблица 57 – Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2024-2025	1,415
Замена котла GTE 521	2024	1,40
Замена котла GTE 511	2025	1,158
Замена котла GTE 512	2025	1,158
Всего	-	5128,5

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 58.

Таблица 58 – Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на рассматриваемый период схемы теплоснабжения

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,99	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
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
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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%
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	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.т/Гкал	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива												
Дизель	тыс. туг.	0,46	0,49	0,49	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электроэнергия	тыс. туг.	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Дизель	кг.т/Гкал	156,6	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2	159,2
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3
Переводной коэффициент												
Дизель	тут/тнт	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
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
Расход натурального топлива												
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Дизель	тыс. руб./т.	66,96	69,64	72,42	75,32	78,33	81,47	84,73	88,11	91,64	95,31	99,12
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	3,58
Затраты на топливо	млн руб.	21,45	23,71	24,66	13,89	14,44	15,02	15,62	16,25	16,90	17,57	18,27
Дизель	млн руб.	21,45	23,71	24,66	6,41	6,67	6,93	7,21	7,50	7,80	8,11	8,44
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	7,48	7,78	8,09	8,41	8,75	9,10	9,46	9,84
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	7230,4	7643,5	7949,2	4476,8	4655,9	4842,1	5035,8	5237,2	5446,7	5664,6	5891,1

Сценарий 2 для данного источника основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление».

В соответствии с инициативой предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Прибрежная, и впоследствии, вывести из эксплуатации дизельную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 59. Стоимость проектных работ оценивается в 650 – 910 тыс. руб.

Таблица 59 – Расчет капитальных затрат тепловой части

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Прибрежная (дизельная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	200-300	3 750 000	1	3 750 000
2	300-400	4 333 333	1	4 333 333
3	400-600	4 916 667	1	4 916 667
Итого по группе:			3	13 000 000

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная приведены в таблице 60.

Таблица 60 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Прибрежная

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,016
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,812
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,122
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	0,934

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 61. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 22,2 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы дизельной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 62.

Таблица 61 – Затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал\час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.	
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем			
От существующей дизельной котельной														
1	ул. Прибрежная, 6	0,2889	350	9816	4333	5483	12 678	4603	8 074	3378	3378	1225	8 074	
2	ул. Прибрежная, 23	0,3183	400	10959	4917	6042	13 987	5079	8 908	3727	3727	1351	8 908	
3	ул. Прибрежная, 25	0,1892	250	7340	3750	3590	8 330	3024	5 305	2220	2220	805	5 305	
	ИТОГО	0,7964	1000	28115	13000	15115	34 994	12 707	22 288	9 325	9 325	3381,14	22287,82	
												27%	100%	
												Окупаемость инвестиций, лет		1,3

Таблица 62 – Техничко-экономические показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,00	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,97	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Структура топливного баланса	%											
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Дизель	кг.т/Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92
Электроэнергия	кг.т/Гкал				144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.				0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Дизель	кг.т/Гкал	156,6	159,2	159,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Переводной коэффициент												
Дизель	тут/тнт	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
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
Расход натурального топлива												
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Дизель	тыс. руб./т.	66,96	69,64	72,42	75,32	78,33	81,47	84,73	88,11	91,64	95,31	99,12
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	3,58
Затраты на топливо	млн руб.	21,45	23,71	24,66	9,90	10,29	10,71	11,13	11,58	12,04	12,52	13,03
Дизель	млн руб.	21,45	23,71	24,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	9,90	10,29	10,71	11,13	11,58	12,04	12,52	13,03
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	7230,4	7643,5	7949,2	3190,8	3318,4	3451,2	3589,2	3732,8	3882,1	4037,4	4198,9

Срок реализации данной инициативы 2-3 года с момента заключения соглашения.

Угольная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2023 год составят 10,1 млн. рублей, что соответствует 37% НВВ котельной и в 2,5 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Приток воздуха в таких котлах в подавляющем большинстве случаев регулируется ручной заслонкой, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 9.

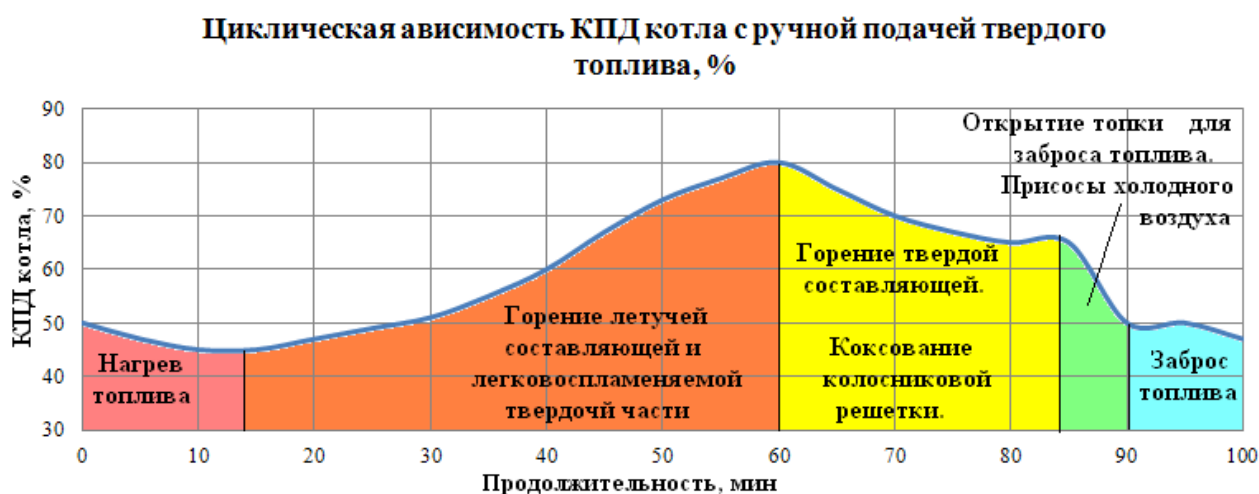


Рисунок 9. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Настоящей схемой теплоснабжения, учитывая необходимость проведения капитального ремонта здания, в котором располагается основное оборудование, а также, удаленное расположение котельной от потребителей, в рамках сценария развития 1 и 2 предлагается рассмотреть следующие:

- Сценарий 1: Строительство новой блочно-модульной электрокотельной;
- Сценарий 2а: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами.
- Сценарий 2б: Строительство новой блочно-модульной котельной для работы на ТБО топливе и/или угле.

По сценарию 1 развития системы теплоснабжения микрорайона Дровяное предполагается выполнить строительство новой блочно-модульной электрокотельной в непосредственной близости к потребителям тепловой энергии. Суммарная установленная мощность нового источника составит 3,13 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 2024-2026 гг.

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

Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 63.

Таблица 63 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное

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

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

Таблица 64 – Расчет капитальных вложений на строительство новой блочно-модульной электростанции в микрорайоне Дровяное

Мероприятие	Мощность, МВт	Стоимость 1 МВт, руб.	Затраты на ПИР, руб.	Затраты на СМР, руб.	Затраты на ПНР, руб.	Общая стоимость строительства, руб. (без НДС)
Строительство блочно-модульной электростанции	3,63	3801375	2 508 907,50	7 526 722,50	3 763 361,25	13 798 991*

В состав электростанции входит:

- блок котлов;
- блок сетевых насосов;
- блок подпиточных насосов;
- блок автоматического регулирования давления, температуры теплоносителя;
- вводно-распределительный щит напряжением 0,4 кВ.

Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной производительностью 1,0 МВт представлены в таблице 65.

Таблица 65 – Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной производительностью 1,0 МВт

№ п/п	Параметры	Значения
1	Назначение	Обеспечение теплоснабжения или горячей водой как промышленных объектов, так и объектов жилой сферы
2	Производитель	Промышленная компания
3	Страна производитель	Россия
4	Номинальная теплопроизводительность	1,0 МВт
5	Коэффициент полезного действия	98,0 %
6	Тип устанавливаемых котлов	Водогрейные котлы
7	Количество устанавливаемых котлов	2 шт.
8	Рабочее давление теплоносителя	0,6 МПа
9	Максимальная температура воды на отопление	95,0 град.
10	Температура воды в систему ГВС	60,0 град.
11	Вес котельной	5,0 т
12	Гарантийный срок	12 (мес.)

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанции приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанционной микрорайона Дровяное

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей:	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	283,2	276,5	276,5	276,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	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
Расход условного топлива	тыс. туг.	1,23	1,23	1,23	1,23	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Уголь	тыс. туг.	1,23	1,23	1,23	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	тыс. туг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	283,0	276,6	276,6	276,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64	146,64
Переводной коэффициент												
Уголь	ту/тнт	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Электричество	г.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
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,58	2,53	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	15,91
Электричество	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	4,71
Затраты на топливо	млн руб.	21,07	21,53	22,39	23,29	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Уголь	млн руб.	21,07	21,53	22,39	23,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4950,6	4937,0	5134,5	5339,8	3372,8	3507,7	3648,0	3793,9	3945,7	4103,5	5616,0

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой электрокотельной приведены в таблице 67.

Таблица 67 – Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электрокотельной в районе Дровяное

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Угольная котельная	Электрокотельная
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,44	4,44
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,08	0,08
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,36	4,36
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	447,4	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		144,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. тут.	1,99	
	Электроэнергия	тыс. тут.		0,64
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	456,0	
	Электроэнергия	кг.т/Гкал		146,8
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,77	
	Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч		123,0
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,53	
	Электроэнергия	млн. кВт*ч		5,2
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	8,17	
	Электроэнергия	руб./кВт*ч		2,52
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	21,07	
	Электроэнергия	млн руб.		13,1
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	4950,6	
	Электроэнергия	руб./Гкал		3073,0

Таким образом, топливная составляющая новой электрокотельной составит 3073 руб./Гкал (в ценах 2022 года с учетом индексации), что на 37% ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 8 млн. рублей.

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

Сценарий 2а: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами

Сценарий 2а для угольной котельной МУП «МУК» основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление».

В соответствии с инициативой предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Смирнова, и впоследствии, вывести из эксплуатации угольную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Реализация проекта предполагается в рамках концессионного соглашения в период 2024-2025 гг.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 68. Стоимость проектных работ оценивается в 738 – 1033 тыс. рублей.

Таблица 68 – Расчет капитальных затрат тепловой части

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Смирнова (угольная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	400-600	4 916 667	3	14 750 000
Итого по группе:			3	14 750 000

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Смирнова приведены в таблице 69.

Таблица 69 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Смирнова

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Смирнова
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,928
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,019
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,947
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,142
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	1,089

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 70. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 11,7 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы угольной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 71.

Таблица 70 – Расчеты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал\час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.	
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем			
От существующей угольной котельной														
1	ул. Смирнова, 16	0,3133	400	10 863	4 917	5 946	8 380	4431	3 948	3660	3660	771	3 948	
2	ул. Смирнова, 20	0,3073	400	10 750	4 917	5 833	8 245	4360	3 885	3602	3602	759	3 885	
3	ул. Смирнова, 22	0,3074	400	10 751	4 917	5 834	8 245	4360	3 885	3602	3602	759	3 885	
	ИТОГО	0,9280	1200	32 364	14 750	17 614	24 871	13 152	11 719	10 864	10 864	2288	11719	
												17%	100%	
												Окупаемость инвестиций, лет		2,8

Таблица 71 – Техничко-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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%
Уголь	%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	277,78	271,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	кг.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,2	1,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Уголь	тыс. тут.	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	тыс. тут.	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	283,0	276,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	0,0	0,0	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
Электричество	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
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	15,91
Электричество	руб./кВт*ч	2,52	2,52	2,62	2,72	2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	4,71
Затраты на топливо	млн руб.	20,67	21,50	13,60	14,14	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Уголь	млн руб.	20,67	21,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн руб.	0,00	0,00	13,60	14,14	14,71	15,30	15,91	16,54	17,21	17,89	24,49
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4856,57	4929,19	3118,34	3243,08	3372,80	3507,71	3648,02	3793,94	3945,70	4103,53	5615,96

Сценарий 2б: Строительство новой блочно-модульной котельной, на основе комплекса тепловой серии КТп-500/8 для работы на ТБО топливе и/или угле

Настоящей схемой теплоснабжения, учитывая необходимость проведения капитального ремонта здания, в котором располагается основное оборудование, а также, удаленное расположение котельной от потребителей, в рамках 2 сценария развития предлагается рассмотреть следующее мероприятие:

– строительство новой блочно-модульной котельной, на основе комплекса тепловой серии КТп-500/8 для работы на ТБО топливе и/или угле.

Предполагаемое соотношение предусматриваемых к использованию видов топлива (уголь и/или ТБО):

– 50 % выработки тепловой энергии покрываются котлами, работающими на угле;

– 50 % выработки тепловой энергии покрываются котлом, работающим на ТБО.

Суммарная установленная мощность нового источника составит 2,58 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 1-2 года.

Применение комбинированного топлива для подогрева теплоносителя на котельных может быть оправдано, если стоимость топлива на новой котельной в пересчете на 1 Гкал меньше, чем существующая топливная составляющая в тарифе. Состав оборудования котельной в п. Дровяное на рассматриваемую перспективу представлен в таблице ниже.

Таблица 72 –Существующий и перспективный состав оборудования котельной в п. Дровяное

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ВКВ-300	2011	0,3 Гкал/ч	-	-	-
2	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
3	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
4	КСВр	2008	0,69 Гкал/ч	КВр-0,4КБ (РТ)	2024	0,34 Гкал/ч
5	КВр-0,8КБ	2017	0,52 Гкал/ч	КВм с ТШПМ	2024	0,95 Гкал/ч
6	КВс	2011	1,25 Гкал/ч	УТПУ-3М/РВ	2024	1,29 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,13			2,58
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,928			0,928

Капитальные затраты на мероприятия по строительству новой блочно-модульной в п. Дровяное приведены в таблице ниже.

Таблица 73 – Капитальные затраты на мероприятия по строительству новой блочно-модульной котельной в п. Дровяное

№	Наименование	Стоимость в млн.руб. (с НДС 20%)
1	Монтажные работы и изготовление фундамента	7
2	Оборудование комплекса КТп-550/8	43
3	Итого	50

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и блочно-модульной котельной в п. Дровяное приведены в таблице ниже.

Таблица 74 –Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной микрорайона Дровяное

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,26	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
ТБО	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	277,78	271,21	271,21	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
ТБО	кг.т/Гкал	0,00	0,00	0,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
Расход условного топлива	тыс. т.т.	1,2	1,2	1,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Уголь	тыс. т.т.	1,2	1,2	1,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ТБО	тыс. т.т.	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	283,0	276,2	276,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2	178,2
ТБО	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9
Переводной коэффициент												
Уголь	т.т./т.т.	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476	0,476
ТБО	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	2,53	2,53	2,53	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
ТБО	т.т./т.т.	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Уголь	тыс. руб./т.	8,17	8,50	8,84	9,19	9,56	9,94	10,34	10,75	11,18	11,63	12,09
ТБО	тыс. руб./т.	3,42	3,88	4,04	4,20	4,36	4,54	4,72	4,91	5,11	5,31	5,52
Затраты на топливо	млн руб.	20,67	21,50	22,36	9,60	9,98	10,38	10,80	11,23	11,68	12,15	12,63
Уголь	млн руб.	20,67	21,50	22,36	7,50	7,80	8,11	8,44	8,77	9,13	9,49	9,87
ТБО	млн руб.	0,00	0,00	0,00	2,10	2,18	2,27	2,36	2,46	2,56	2,66	2,76
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4856,57	4929,19	5126,36	2201,64	2289,71	2381,30	2476,55	2575,61	2678,64	2785,78	2897,21

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой блочно-модульной котельной, работающей на твердо-бытовых отходах и угле приведены в таблице ниже.

Таблица 75 – Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой блочно-модульной в районе Дровяное

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Угольная котельная	Котельная на угле и ТБО
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,44	4,44
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,08	0,08
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,36	4,36
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	276,6	175
	ТБО	кг.т/Гкал		160,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. тут.	1,23	0,39
	ТБО	тыс. тут.		0,36
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кг.т/Гкал	276,6	178,2
	ТБО	кг.т/Гкал		162,9
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,476	0,476
	ТБО	тут/тнт		0,7
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,53	0,82
	ТБО	тыс. т		0,50
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	9,19	9,19
	ТБО	тыс. руб./т.		4,20
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	23,3	7,50
	ТБО	млн руб.		2,10
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	5339,8	2201,64
	ТБО	руб./Гкал		

Таким образом, топливная составляющая новой котельной составит 2201,64 руб./Гкал (в ценах 2023 года с учетом индексации), что на 58 % ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 13 млн. рублей.

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

Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 10.

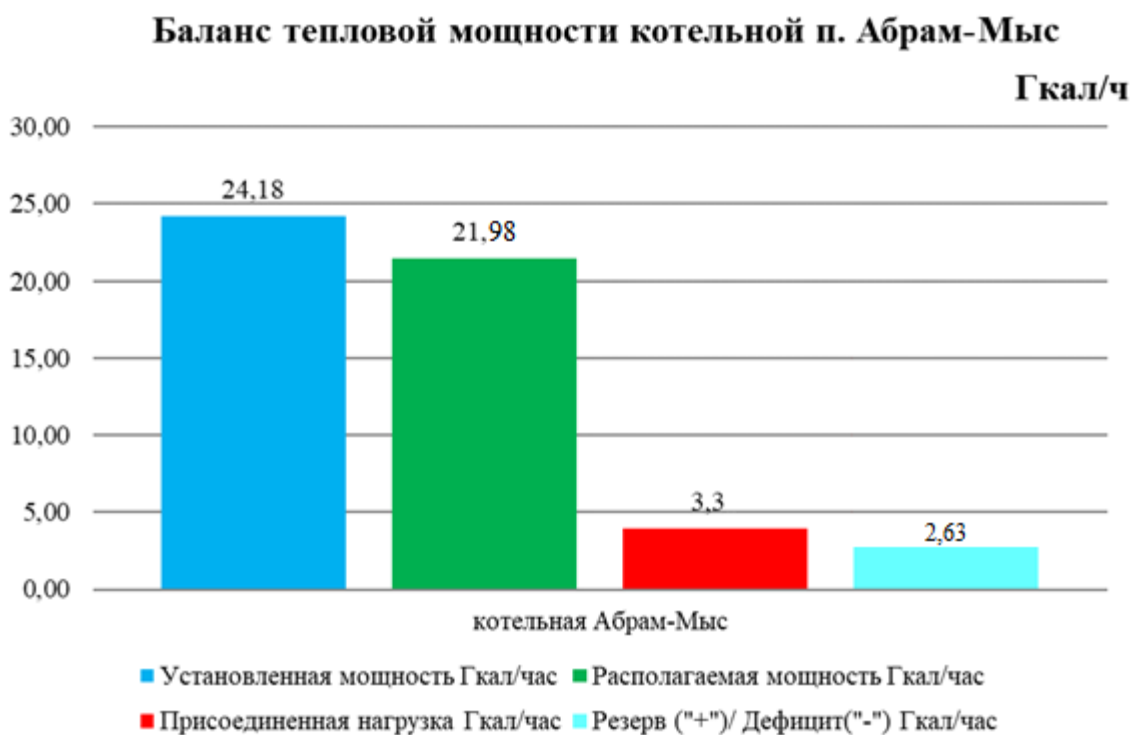


Рисунок 10. Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

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

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

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

Для сценария 1 Схемой теплоснабжения на источнике предусматривается реализация мероприятий АО «МЭС», включающая в себя техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающую насосную станцию).

Срок проведения данного мероприятия – 2023 г.

Срок проведения данного мероприятия – 2023-2024 гг., затраты составят 165,594 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (с НДС)		
			Всего	Профин-но к 2022 г.	2023
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2023	169 265,91	3 671,5	165 594,41
1.1	Замена существующих паровых котлов на водогрейные	2023	-	-	-
1.2	Замена подогревателей сетевой воды на пластинчатые теплообменники	2023	-	-	-
1.3	Замена мазутных емкостей и подогревателей	2023	-	-	-
1.4	Замена насосного оборудования	2023	-	-	-
1.5	Установка системы автоматизации и диспетчеризации	2023	-	-	-

В 2024 году планируется выполнить полную замену ствола металлической дымовой трубы, а также оборудовать объекты топливно-энергетического комплекса котельной мкр.Абрам-Мыс инженерно - техническими средствами охраны.

Таблица 76 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,40
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07
Структура топливного баланса	%											
Мазут	%	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	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1

Сценарий 2

За основу сценария 2 принят сценарий, предложенный комплексной инвестиционной программой (КИП), в рамках которой настоящей схемой теплоснабжения предлагается рассмотреть сценарий со строительством электростанции «Абрам-Мыс».

В рамках сценария предполагается осуществить строительство электростанции в микрорайоне Абрам-Мыс с технологическим присоединением на уровне напряжения ВН.

Для этого необходимо создание следующей электросетевой инфраструктуры:

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

Стоимость указанных мероприятий составит 771,135 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств.

Реализация проекта может быть выполнена в течении 2-3 лет полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 78. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 79.

Таблица 77 – Требуемые инвестиции в строительство электростанции «Абрам-Мыс», тыс. руб.

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	720111	0
Котельное отделение	7074	2452
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	11789	2452
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1179	0
Электропитание с сопутствующей инфраструктурой	3537	1226

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	720111	0
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	5895	1226
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1179	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2358	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	2358	0
Непредвиденные затраты 3%	7074	1226
Всего	762553	8583

Таблица 78 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

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

Таблица 79 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2а

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,23	0,23	0,23	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	11,14	11,14	11,14	11,14	11,14	11,14
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07	11,07
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%						
Электроэнергия	%						100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал						144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. тут.						1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Электроэнергия	кг.т/Гкал						145,5	145,5	145,5	145,5	145,5	145,5
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363						
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч						123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1						
Электроэнергия	млн. кВт*ч						13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./т.	22179,4	24175,6	25142,6	26148,3	27194,2	28282,0	29413,3	30589,8	31813,4	33085,9	50934,3
Электроэнергия	руб./кВт*ч	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	5,3
Затраты на топливо	млн руб.											
Мазут	млн руб.	45,5	49,6	51,6	53,7	55,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.		0,0	0,0	0,0	0,0	38,8	40,3	42,0	43,6	45,4	69,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3188,9	3475,9	3615,0	3759,6	3909,9	3444,5	3582,3	3725,6	3874,6	4029,6	6151,1

Котельная АО «Завода ТО ТБО»

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

На котельной установлены два мусоросжигательных котла, для подсветки факела в которых используется мазут. Тепловая энергия в виде пара подается на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

Для сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 80 - 81.

Таблица 80 – Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Произв-ть	Марка	Год ввода	Произв-ть
Паровые котлы						
1	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
2	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			54,0	-		54,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			15,41	-		15,41

Таблица 81 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	82,43	93,23	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	47,63	58,43	78,43	81,43	81,93	82,43	83,43	83,43	83,43	83,43	83,43
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	47,20	58,00	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
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%
Мазут	%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. тут.	11,0	12,3	14,9	15,3	15,4	15,4	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
Мазут	тыс. тут.	0,381	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Твердое топливо (ТБО)	тыс. тут.	10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	285,6	232,8	173,4	167,0	166,0	165,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	228,3	210,5	190,5	188,3	188,0	187,6	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнт	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	59,05	66,79	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69

Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»

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

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующей схемы теплоснабжения с проведением мероприятий по модернизации вспомогательного котельного оборудования источника:

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

В настоящее время, в планах организации ликвидация собственного источника теплоснабжения, использование для нужд теплоснабжения и ГВС АО «ММТП» мощностей централизованных источников теплоснабжения г. Мурманск, с исключением сторонних потребителей из числа абонентов АО «ММТП» в связи с планируемыми мероприятиями.

Финансирование – собственный бюджет.

Величина затрат – определится по результатам ТЭО.

Ранее, в 2022 году АО «ММТП» обращалась в единую теплоснабжающую организацию (АО «Мурманская ТЭЦ»), осуществляющую деятельность на смежной территории.

В ответ на обращение АО «Мурманская ТЭЦ» сообщило, что предусмотреть осуществление теплоснабжения АО «ММТП» от источника теплоснабжения Мурманской ТЭЦ не представляется возможным ввиду наличия дефицита тепловой мощности на источнике (Мурманской ТЭЦ), отсутствия резерва пропускной способности магистральных тепловых сетей по ул. Ленинградская и ул. Профсоюзов, а также отсутствием выданных технических условий на подключение к указанному источнику по причине необходимости проведения мероприятий на Мурманской ТЭЦ и тепловых сетях от него, и согласования с собственниками смежных тепловых сетей АО «МЭС» и ОАО «РЖД» на транзитное технологическое присоединение (исх. письмо №3258-05/01 от 27.04.2022 г. «О предоставлении информации» на запрос технических условий подключения к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» объектов АО «ММТП»).

Таким образом, вопрос о ликвидации собственного источника теплоснабжения АО «ММТП» в настоящее время остается открытым.

Состав оборудования котельной и технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 82 — 83.

Таблица 82 – Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2021	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
Водогрейные котлы						
3	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,03	-		14,03
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			4,11	-		4,11

Таблица 83 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,41	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,27	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,14	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10	19,10
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,28	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,86	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Мазут	тыс. туг.	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	175,2	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4
Переводной коэффициент												
Мазут	туг/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	2,191	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38

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

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

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

Для котельной №22 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 84 - 85. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

Таблица 84 – Состав оборудования котельной №22

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

Таблица 85 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
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%
Мазут	%	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	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7
Расход условного топлива	тыс. тут.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Мазут	тыс. тут.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./м3	18,0	18,7	19,4	20,2	21,0	21,9	22,7	23,6	24,6	25,6	26,6
Затраты на топливо	млн руб.	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Мазут	млн руб.	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	3175,2	3302,2	3434,3	3571,6	3714,5	3863,1	4017,6	4178,3	4345,4	4519,3	4700,0

Котельная «Фестивальная»

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

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

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 86 - 87.

Таблица 86 – Состав оборудования котельной «Фестивальная»

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

В 2024 году на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Таблица 87 – Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	10,99	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,45	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		0,09	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,54	10,5	10,5	10,5	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	154,7	154,7	154,7	154,7	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	1,701	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	1,242	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231

Котельная ТЦ «Росляково – 1»

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

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

На котельной ТЦ «Росляково-1» установлено 6 паровых котлов (ДЕ 25/14 – 2 шт. и ДКВР 10/13 - 4 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

На основании дорожной карты, в рамках реализации мероприятий по приватизации объектов теплоснабжения, расположенных в жилом районе Росляково по ул. Молодежная и ул. Заводская, в 2023 году осуществлена передача объектов в АО «МЭС» с возложением инвестиционных и эксплуатационных обязательств. В связи с этим, в рамках реализации данного сценария, предусматривается:

1. Техническое перевооружение котельной в жилом районе Росляково по ул.Заводская с перекладкой тепловых сетей. Начало реализации данного мероприятия предполагается с 2024 года.

В 2024 году на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Также на котельной предусматривается выполнение мероприятия по реконструкции питающих кабельных линий – замена силовых кабелей линий электропередачи Ф-3, Ф-4 от ПС-97 до ТП-280, протяженностью 1,3 км каждый.

Таблица 88 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
		0,0	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
Структура топливного баланса	%											
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3

**Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1»
схемой теплоснабжения (сценарий, предложенный в КИП)**

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

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

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 89, технико-экономические показатели приведены в таблице 90.

Таблица 89 – Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1», тыс. руб.

Мероприятие	Сценарий КИП	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2026	157787
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗПУ	2026	168448
Бак запаса воды	2026	2132
Приборы учета тепла	2026	2132
ВПУ	2026	10661
Закрытый расходный склад угля	2025	38381
Подготовка площадки под строительство	2025	12794
СМР котельной с дымовой трубой	2025	147125
Транспортировка оборудования и материалов	2025	4265
ПИР и экспертиза проекта	2025	21323
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2026	10661
Первичное заполнение резервуаров и систем	2026	640
Непредвиденные затраты	2026	108745
Всего	-	684454,9

Таблица 90 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий, предложенный в КИП)

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
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%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал						178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.											
Мазут	тыс. тут.	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. тут.						15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1						
Уголь	кг.т/Гкал						189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Уголь	тут/тнт						0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. м3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т						19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Мазут	тыс. руб./м3	22179,4	24175,6	25142,6	26148,3	27194,2	28282,0	29413,3	30589,8	31813,4	33085,9	50934,3
Уголь	тыс. руб./т.	4888,1	7562,1	7864,6	8179,2	8506,3	8846,6	9200,5	9568,5	9951,2	10349,3	15932,2
Затраты на топливо	млн руб.											
Мазут	млн руб.	229,4	250,0	260,0	270,4	281,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,6	182,6	189,9	197,5	205,4	316,2
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2846,9	3103,2	3227,3	3356,4	3490,6	2179,3	2266,4	2357,1	2451,4	2549,4	3924,8

Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное»

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых и 7 водогрейных. Основным видом топлива является уголь. Подключенная нагрузка котельной составляет 2,166 Гкал/ч.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии являются затраты на эксплуатацию изношенного оборудования и топливо. В рамках реализации мероприятий по приватизации объектов теплоснабжения, расположенных в жилом районе Росляково по ул. Молодежная и ул. Заводская, в 2023 году осуществлена передача объектов в АО «МЭС» с возложением инвестиционных и эксплуатационных обязательств. В связи с этим, в рамках реализации первого сценария, предусматривается:

1. Проектирование и строительство новой котельной в жилом районе Росляково по ул. Молодежная с перекладкой существующих сетей.

Начало реализации данного мероприятия предполагается с 2024 года. Также на источнике предусматривается реализация мероприятия по оборудованию объекта топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 91.

Таблица 91 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,091	0,091	0,091	0,090	0,090	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,331	0,331	0,331	0,319	0,306	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,423	8,423	8,423	8,423	8,375	8,327	8,327	8,327	8,327	8,327	8,327
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,102	8,102	8,102	8,102	8,054	8,006	8,006	8,006	8,006	8,006	8,006
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,169	1,169	1,169	1,169	1,121	1,073	1,073	1,073	1,073	1,073	1,073
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933	6,933
Структура топливного баланса												
Уголь	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал											
Уголь	кгу.т/Гкал	382,5	382,5	382,5	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	т ут.											
Уголь	т ут.	3,222	3,222	3,222	1,504	1,496	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кгу.т/Гкал	397,6	397,6	397,6	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	4,406	4,406	4,406	2,057	2,045	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034	2,034

Сценарий 2: Перевооружение существующей котельной ТЦ «Росляково Южное» в рамках инвестиционной инициативы

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых и 7 водогрейных. Основным видом топлива является уголь. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 2,166 Гкал/ч.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии являются затраты на топливо. Снижение тарифа на тепловую энергию от данной котельной может быть достигнуто в первую очередь проведением мероприятий по снижению топливной составляющей в тарифе, что в свою очередь подразумевает переход на альтернативное топливо.

Вариант перевода источника на работу от электроэнергии предложен в рамках КИП.

Сценарий 2 для данной котельной основан на заключении возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и потенциальным концессионером на реализацию мероприятия «Модернизация Схемы теплоснабжения мкр.Южное Росляково г.Мурманск».

Концептуальным решением модернизации является перевод системы теплоснабжения микрорайона с угольной теплогенерации на электрогенерацию теплоты.

Предлагается выполнить техническое перевооружение существующей угольной котельной, заменив основное оборудование (оборудование теплогенерации, насосное оборудование, и т.п.) на более современное, технологически прогрессивное, экологически чистое, энергоэффективное оборудование, создав источник теплоты на основе электрогенерации.

Возможен альтернативный (по компоновке) вариант исполнения - размещение на территории существующей котельной (на земельном участке, отведенном под размещение существующей котельной) отдельного производственного модуля (блока) электротеплогенерации.

Техническое решение по переводу (о варианте исполнения) на электрогенерацию – будет принято в составе проектной документации, на основании данных инженерных изысканий (проектного технического обследования).

Предусматривается мощность оборудования теплогенерации, обеспечивающая потребности теплоснабжения и ГВС фактически существующих потребителей. Суммарная установленная мощность нового источника составит 6 МВт.

Состав оборудования – будет принят на стадии проектирования, по техническому решению, согласованному с заказчиком. В качестве возможных, рассматриваются электродкотлы КЭВ-1000\6 (6 штук) производства АО «ЗСТЭМИ-2» (г.Иркутск), или иного производителя, соответствующего проектным техническим решениям.

В рамках данного мероприятия предусматривается выполнить:

- реконструкцию котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования;
- строительство отдельной линии электроснабжения ВЛ-6 кВ протяженность 2,2 км от точки присоединения до объекта теплогенерации;
- замена существующих тепловых сетей на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А).

Срок реализации данного мероприятия – 2024-2030 гг.

Суммарные затраты на модернизацию системы теплоснабжения оцениваются в 339,5 млн. рублей.

Таблица 10.4 Расчет инвестиционной стоимости электродкотельной вместо котельной ТЦ «Росляково Южное»

№п\п	Плановое мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб без НДС
1	Техническое перевооружение котельной (перевод на электрогенерацию тепла)	2024-2025	118454,7
2	Замена (ремонт) наружных тепловых сетей	2024-2030	172447,1
3	Обеспечение электроснабжения (технологическое присоединение, строительство объектов электроснабжения для объектов теплогенерации)	2024-2025	48603,52

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

Таблица 10.5 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Уголь	%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Электрогенерация	%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кг.т/Гкал	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
Уголь	кг.т/Гкал	382,5	382,5	382,5	382,5							
Электрогенерация	кг.т/Гкал					144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	т ут.											
Уголь	т ут.	3,222	3,2	3,2	3,2							
Электрогенерация	т ут.					1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Уголь	кг.т/Гкал	397,6	397,6	397,6	397,6							
Электрогенерация	кг.т/Гкал					149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7	149,7
Переводной коэффициент												
Уголь	тут/тнт	0,731	0,731	0,731	0,731							
Электрогенерация	тут/тыс. кВт*час					123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива												
Уголь	тыс. т	4,4	4,4	4,4	4,4							
Электрогенерация	тыс. кВт*час					9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки												
Уголь	тыс. руб./т	4888,07	7562,10	7864,58	8179,17							
Электрогенерация	руб./кВт*час					2,83	2,94	3,06	3,18	3,31	3,44	5,25
Затраты на топливо	млн руб.											
Уголь	млн руб.	21,5	33,3	34,7	36,0							
Электрогенерация	млн руб.					27,9	29,0	30,2	31,4	32,6	33,9	51,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2658,2	4112,4	4276,9	4448,0	3443,3	3581,0	3724,2	3873,2	4028,1	4189,3	6394,8

5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

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 Мурманская ТЭЦ и соседних котельных разделены секционирующими задвижками. Совместная работа источников тепловой энергии на одну сеть схемой теплоснабжения не предполагается.

5.5. 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 или экономически нецелесообразно

В рамках 2 сценария, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году. После закрытия котельной «Роста», участок на котором она расположена, планируется реализовать или перепрофилировать, в связи с чем, мероприятие планируется как беззатратное.

5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой 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.

5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

Схемой теплоснабжения не предусмотрен перевод существующих котельных в "пиковый" режим.

5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения

Схемой теплоснабжения г. Мурманска изменение режимов отпуска тепловой энергии, от существующих источников теплоснабжения, за исключением Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных, а также котельной Северная, не предполагается (предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии). По источникам АО «Мурманская ТЭЦ» изменение температурного графика на 120/70°C (а с ним и режима отпуска тепловой энергии) является свершившимся фактом и не требует дополнительных капитальных вложений. Потребители, подключенные к данным источникам, были отрегулированы таким образом, что получают необходимое и достаточное количество теплоты, что в свою очередь подтверждается отсутствием жалоб на некачественное теплоснабжение.

По котельной Северная изменение температурного графика на 150/70 °C со срезкой на 115 °C (а с ним и режима отпуска тепловой энергии) является также свершившимся фактом, обеспечивающим в том числе безопасность большинства абонентов, подключенных на сегодняшний день по открытой схеме теплоснабжения и осуществляющих отбор воды на нужды горячего водоснабжения из тепловой сети, и не требует дополнительных капитальных вложений. Потребители, подключенные к котельной Северная, были отрегулированы таким образом, что получают необходимое и достаточное количество теплоты, что в свою очередь подтверждается отсутствием жалоб на некачественное теплоснабжение.

5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

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.

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии подробно описаны в Главе 2 настоящего отчета.

5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории г. Мурманска не предусмотрена.

РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей приведены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 г. Все мероприятия, рассмотренные в схеме теплоснабжения, направлены в том числе на достижение значений нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и обеспечения нормативной надежности системы теплоснабжения.

Решения о необходимости строительства, реконструкции и (или) модернизации 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 города Мурманска» и соответствующих приложениях.

Структура организации проектов по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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 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.).

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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, реконструкции и (или) модернизации 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 Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается следующее:

- обеспечить пропускную способность (для возможности проведения мероприятий по присоединению зон) магистральных сетей от Восточной котельной;
- выполнить переключения на тепловых сетях для изменения зон теплоснабжения источников, в том числе: переключение потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную;
- покрытие части дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ осуществить посредством проведения на источнике (Мурманская ТЭЦ) модернизации, в соответствии с мероприятиями Главы 7 Обосновывающих материалов.

Согласно действующей инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» в сфере теплоснабжения на 2019 – 2023 гг. затраты на реализацию по реконструкции участка сети для переключения рассматриваемой зоны составят 414,27 млн.руб. Также, на будущий инвестиционный период с 2024 по 2028 год, на мероприятия по реконструкции участка сети от Восточной котельной планируемые затраты могут составить 1605,275 млн. руб.

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №1 приведены в таблицах ниже.

Таблица 92 – Затраты на мероприятие по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019 – 2023 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС - 20%)							Остаток финансиро вания
		Наименование	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профинанс ировано к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023	
		показателя		до	после										
		(мощность, протяженность, диаметр и т.п.)		реализации мероприятия	реализации мероприятия										

Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.3	Реконструкция участка тепловой сети от котельной до П-8, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 2,7/ 720	23 / 2,7 / 820	2019	2024	1213035,49	0,00	42817,42	41650,90	339660,77	374633,27	414273,13	-

Таблица 93 –Затраты на мероприятие по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС - 20%)							Остаток финансиро вания
		Наименование	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профинансир овано к 2024 г.	2024	2025	2026	2027	2028	
		показателя		до	после										
		(мощность,		реализации	реализации										
		протяженность,		мероприятия	мероприятия										
		диаметр и т.п.)													
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.1	Реконструкция участка тепловой сети от котельной до П-8, источник теплоснабжения Восточная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	700 / 2,7/ 5,084	800/ 3,8/ 5,084	2019	2026	2773249,92	1167974,46	577 219,02	559829,96	468 226,48	0,00	0,00	-

Таблица 94 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	Всего
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	0	248,46	346,18	335,75	280,82	0	0	0	0	0	0	1211,21
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	96,77	134,83	130,77	109,37	0	0	0	0	0	0	471,75
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	345,23	481,02	466,52	390,19	0	0	0	0	0	0	1682,96
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС	млн. руб.	0	69,05	96,20	93,30	78,04	0	0	0	0	0	0	336,59
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	414,27	577,22	559,83	468,23	0	0	0	0	0	0	2019,55

6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Мурманска под жилищную, комплексную или производственную застройку

Состав группы проектов № 2 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения" для распределительных сетей теплоснабжающих организаций г. Мурманска приведён в таблице 95.

Таблица 95 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубы, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
Мурманская ТЭЦ										
УТ	АО "РЖД", пр. Портовый, 50	138,83	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	47123,62	1,18	1,02	1,06	8346,61	2025
УТ	«Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе в г. Мурманске»	36,23	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	2482,37	2025
т/п 2469	Административное здание ГОБУ «МФЦ МО»	46,42	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,18	1,02	1,06	2315,54	2026
ТК-36	МКД на Павлова	66,51	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	47123,62	1,18	1,02	1,06	3998,65	2025
Восточная котельная										
ТК-25	ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	101,73	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	60393,05	1,18	1,02	1,06	7838,34	2025
ТК-30а	Переуступка за счет Плазмы. 2025г	74,18	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,18	1,02	1,06	3700,27	2025
ТК-37/3	Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	247,28	0,30	Подземная, в непроходных каналах канальная	91980,36	1,18	1,02	1,06	29018,31	2027
Южная котельная										
УТ-П-27	МЖД-3	23,72	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1372,37	2026
УТ-П-29	МЖД-4	25,26	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1461,47	2026
УТ-П-31	УТ-П-29	23,65	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1368,32	2026
УТ-П-13	МЖД-8	15,43	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	892,74	2026
УТ-П-32	УТ-П-13	39,56	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2288,83	2026
УТ-П-32	МЖД-7	15,76	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	911,83	2026
УТ-П-33	УТ-П-32	12,86	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	881,13	2026
УТ-П-34	УТ-П-33	45,10	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	55628,40	1,18	1,02	1,06	3200,82	2026
УТ-П-34	МЖД-6	15,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	920,51	2026
ТК-28	«Быстровозводимый Спорткомплекс с плавательным бассейном»	171,17	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	60393,05	1,18	1,02	1,06	13188,72	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
Тк-32/2(32а)	пр. Кольский, д. 116	290,52	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,18	1,02	1,06	14491,82	2024
УТ 58/1	ул. Зои Космодемьянской	47,81	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	67227,00	1,18	1,02	1,06	4100,63	2024
УТ-П-35	УТ-П-34	64,92	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	55628,40	1,18	1,02	1,06	4607,48	2026
УТ-П-41	УТ-П-35	10,24	0,18	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	941,77	2026
УТ-П-36	УТ-П-41	27,09	0,18	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	2491,47	2026
ТК-63	Строительство ФОК с плав. бассейном «СБ-48»	59,14	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	60393,05	1,18	1,02	1,06	4556,76	2025
ТК-36	Многэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	213,86	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	60393,05	1,18	1,02	1,06	16478,00	2026
УТ-П-39	УТ-П-36	11,00	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	1011,67	2026
УТ-П-37	МЖД-11	38,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2217,09	2026
УТ-П-37	МЖД-12	16,99	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	982,99	2026
УТ-П-50	УТ-П-37	16,22	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	47123,62	1,18	1,02	1,06	975,16	2026
УТ-П-50	МЖД-12	15,95	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	922,82	2026
УТ-П-38	УТ-П-50	55,56	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	3806,80	2026
УТ-П-38	МЖД-14	10,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	631,22	2026
УТ-П-39	УТ-П-38	21,42	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	1467,63	2026
УТ-П-10	УТ-П-43	107,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	6224,28	2026
УТ-П-43	МЖД-1	90,75	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	5250,54	2026
ТК-18	УТ-П-43	31,69	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	1665,01	2026
УТ-П-43	ТК-19	44,90	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	2359,08	2026
ТК-19	ж/д	12,53	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	724,95	2026
УТ-П-11	ул. Бондарная д.28	21,58	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	1133,83	2026
УТ-П-26	МЖД-2	29,61	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1713,15	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-25	ТК-18	98,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	5697,78	2026
ТК-18	Задв	1,20	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	82,22	2026
Задв	ж/д	11,66	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	798,91	2026
УТ-П-27	УТ-П-26	68,08	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	3576,97	2026
УТ-П-35	УТ-П-1	69,86	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	55628,40	1,18	1,02	1,06	4958,08	2026
УТ-П-1	УТ-П-2	23,58	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	55628,40	1,18	1,02	1,06	1673,51	2026
УТ-П-2	УТ-П-3	37,20	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	2548,83	2026
УТ-П-3	МЖД-17	16,71	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	966,79	2026
УТ-П-3	УТ-П-4	18,93	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	1297,02	2026
УТ-П-4	УТ-П-5	15,93	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	47123,62	1,18	1,02	1,06	957,73	2026
УТ-П-4	МЖД-18	20,45	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1183,18	2026
УТ-П-5	МЖД-16	19,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1102,76	2026
УТ-П-5	МЖД-15	48,30	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2794,50	2026
УТ-П-35	УТ-П-7	34,85	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	2387,81	2026
УТ-П-7	МЖД-5	7,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	423,51	2026
УТ-П-7	УТ-П-25	195,75	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	13412,17	2026
УТ-П-1	УТ-П-9	108,89	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	7460,80	2026
УТ-П-9	МЖД-19, 20	85,37	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	47123,62	1,18	1,02	1,06	5132,54	2026
УТ-П-9	УТ-П-25	51,29	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	2694,81	2026
УТ-П-25	УТ-П-10	23,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1364,27	2026
УТ-П-10	УТ-П-11	25,65	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	1347,67	2026
УТ-П-11	Нежилое	15,53	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	815,96	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-25	УТ-П-26	84,49	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	4888,36	2026
УТ-П-28	УТ-П-27	23,82	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	1251,52	2026
УТ-П-29	УТ-П-28	47,89	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2770,78	2026
УТ-П-28	УТ-П-25	174,21	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	9153,11	2026
УТ-П-29	УТ-П-28	47,93	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2773,10	2026
ТК-22а	Детские сады	8,41	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	486,58	2026
УТ-П-13	Нежилое здание	41,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2375,62	2026
УТ-П-42	ТК-22	33,46	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,18	1,02	1,06	1758,01	2026
задвижка ТК-14	УТ-П-40	228,82	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	60393,05	1,18	1,02	1,06	17630,68	2026
УТ-П-40	УТ-П-42	32,41	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	2980,75	2026
УТ-П-40	Предприятие торговли	19,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1127,06	2026
УТ-П-42	УТ-П-39	42,11	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	3872,86	2026
УТ-П-33	УТ-П-31	136,06	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	53704,33	1,18	1,02	1,06	9322,40	2026
ТК-22	ТК-22а	43,03	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	2489,60	2026
УТ	задвижка ТК-14	158,98	0,61	Подземная, в непроходных каналах канальная	155780,00	1,18	1,02	1,06	31596,74	2026
УТ-П-2	МЖД-13	33,27	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	1924,91	2026
Котельная «Северная»										
УТ 101	МКД № 1, №2	172,73	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	77623,23	1,16	1,02	1,06	10031,40	2023
ТК-80	АО "Север" ул. Бредова, д. 9	181,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	49343,93	1,16	1,02	1,06	19329,09	2024
ТК-113	Школа по пер. Казарменному	51,31	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	49343,93	1,16	1,02	1,06	4993,02	2024
т/п 94	"Центр культурного развития в городе Мурманске"	155,94	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	49343,93	1,16	1,02	1,06	2983,56	2024
УТ-2936	ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	213,98	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	49343,93	1,16	1,02	1,06	2937,76	2023

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труб- да, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81- 02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
ТК-293в(ТК-5)	МКД 51:20:0003204:995	207,48	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	42291,93	1,16	1,02	1,06	5924,28	2024
Котельная Роста										
ТК-8а	"Склад-ангар (мойка авто)"	69,79	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,18	1,02	1,06	4037,86	2025

Группа проектов №2 включает следующие проекты:

- присоединение объектов к тепловым сетям Мурманской ТЭЦ (до выполнения мероприятий по снятию технических ограничений, новые подключения возможны только по переуступке права на использование тепловой мощности потребителей);
- присоединение объектов Первомайского округа к тепловым сетям Южной котельной;
- присоединение объектов Октябрьского округа к тепловым сетям Восточной котельной (до выполнения мероприятий по снятию технических ограничений, новые подключения возможны только по переуступке права на использование тепловой мощности потребителей);
- присоединение объектов Ленинского округа к тепловым сетям котельной «Северная».

В настоящем разделе приведены результаты оценки финансовых потребностей для рекомендуемого варианта.

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №2 приведены в таблицах 96-97. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Отличие состава мероприятий по группам проектов №2 для 1 и 2 сценариев состоит в обеспечении тепловой энергией перспективного объекта капитальной застройки «Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка». Согласно первому сценарию, предусматривается централизованное теплоснабжение от Восточной котельной; по 2-ому сценарию, данный потребитель будет обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 390,25 млн. руб. и по второму – 361,23 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2024 – 2027 гг.

Таблица 96 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	1263,8	2998,5	15654,5	1972,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21889,3
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	12117,0	28748,4	150089,4	18911,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	209866,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	5211,6	12364,9	64554,6	8134,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90265,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0,0	18592,5	44111,7	230298,4	29018,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	322020,9
Непредвиденные расходы	тыс. 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
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	3718,5	8822,3	46059,7	5803,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64404,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	22310,9	52934,1	276358,1	34822,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	386425,1
АО «МЭС»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	996,6	3372,3	268,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4637,6
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	9555,0	32332,2	2576,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44463,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	4109,7	13906,3	1108,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19124,2
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0	14661,2	49610,8	3953,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	68225,5
Непредвиденные расходы	тыс. 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
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	2932,2	9922,2	790,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13645,1
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	17593,5	59533,0	4744,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81870,6

Таблица 97 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2020-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	1263,8	2998,5	15654,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19916,8
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	12117,0	28748,4	150089,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	190954,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	5211,6	12364,9	64554,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	82131,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0,0	18592,5	44111,7	230298,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	293002,6
Непредвиденные расходы	тыс. 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
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	3718,5	8822,3	46059,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58600,5
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	22310,9	52934,1	276358,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	351603,1
АО «МЭС»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	996,6	3372,3	268,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4637,6
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	9555,0	32332,2	2576,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44463,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	4109,7	13906,3	1108,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19124,2
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0,0	14661,2	49610,8	3953,5	0,0	0	0	0	0	0	68225,5
Непредвиденные расходы	тыс. 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
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	2932,2	9922,2	790,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13645,1
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	17593,5	59533,0	4744,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81870,6

6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Во время отопительного периода границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной на разных магистралях являются тепловые камеры ТК-31, ТК-112/2, ТК-73/2, ТК-69/2, НС №10, в летний период (в режиме ГВС) зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3. Согласно существующим режимам работы тепловых сетей задвижки на границы раздела источников находятся в закрытом положении.

На сегодняшний день в существующем положении наличие этих участков обеспечивает возможность изменения зон действия источников тепловой энергии с сохранением надёжности теплоснабжения.

Развитие системы теплоснабжения в части тепловых сетей, и изменение зон теплоснабжения происходит по мере реализации мероприятий на источниках тепловой энергии и прироста подключенной нагрузки новых потребителей.

На сегодняшний день тепловой мощности Мурманской ТЭЦ недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города, увеличение жилой и социальной застройки к 2042-му году приведёт к ещё большему дефициту на источнике. Для того чтобы обеспечить тепловой энергией существующих и новых потребителей города необходимо выполнить модернизацию установленного оборудования и провести переключение на тепловых сетях, вследствие чего, часть подключенной нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ присоединится к Восточной котельной.

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для изменения зон теплоснабжения, а также мероприятия по открытию/закрытию арматуры на тепловых сетях для осуществления переключений определены в группу проектов № 1 (см. п. 6.1).

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций и приведены в п. 6.1 настоящего документа.

6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №5 и направлены на повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт ликвидации котельных.

Согласно Сценарию 1, группа проектов включает следующие мероприятия:

- полную замену существующих стальных труб централизованного ГВС от котельной ТЦ «Росляково-1» на теплоизолированные полимерные трубы, с прокладкой линии рециркуляции;
- переключение потребителей котельной «Росляково-Южное» на новую котельную «Росляково-Южное»;
- ремонт (замена трубопроводов) всех фактически участвующих в теплоснабжении трубопроводов от котельной «Росляково-Южное», на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А) диаметром, соответствующим расчетной пропускной способности (50-150 мм);
- мероприятия на сетях от котельной «Северная», предусматриваемые в рамках перехода на закрытую схему ГВС.

Согласно Сценарию 2, группа проектов включает следующие мероприятия:

- переключение потребителей от котельной «Роста» к тепловым сетям котельной «Северная», с последующим закрытием котельной «Роста»;
- замену существующих стальных труб централизованного ГВС от котельной ТЦ «Росляково-1» на теплоизолированные полимерные трубы, с прокладкой линии рециркуляции;
- ремонт (замена трубопроводов) всех фактически участвующих в теплоснабжении трубопроводов от котельной «Росляково-Южное», на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А) диаметром, соответствующим расчетной пропускной способности (50-150 мм);

- мероприятия на сетях от котельной «Северная», предусматриваемые в рамках перехода на закрытую схему ГВС.

Подключение к зоне котельной «Северная» зоны котельной «Роста» возможно при проведении следующих мероприятий на тепловых сетях:

- перекладка участка тепломагистрали от узла установки расходомеров в районе котельной до ТК-201д с Ду400мм на Ду500мм протяженностью 872,29 м;
- перекладка участка тепломагистрали от ТК-244 до насосной станции ЦТП 207кв. с Ду 350 мм на Ду 450 мм протяженностью 1061 м;
- открыть запорную арматуру в ТК-22.

В дальнейшем, для Сценария 2 предусматривается объединение зон действия котельных «Северная» и Восточная с переключением на новый источник – котельная «Северная-Восточная».

Также, по Сценарию 2 запланировано строительство котельных на новых площадках, взамен существующих котельных Южная, «Абрам-Мыс» и ТЦ «Росляково-1». Для реализации данных мероприятий потребуется строительство магистральных участков тепловых сетей, от новых котельных до существующих.

Помимо строительства тепловых сетей, реализация Сценария 2 потребует строительства трех насосных станций (рассмотрено в составе группы проектов №7).

Состав группы проектов № 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" приведён в таблицах 98–99.

Таблица 98 – Состав группы проектов №5 для Сценария 1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стронт. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Котельная «Северная»													
ТК-67	ТК-68	75	0,2	0,25	Подземная, в непроходных каналах	85507,39	1,18	1,02	1,06	8181,88	2454,56	10636,44	2025
УТ 96	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	8734,85	2620,45	11355,30	2025
ТК-62	УТ 96	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	5823,23	1746,97	7570,20	2025
ТК-61	ТК-62	143	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	20818,06	6245,42	27063,47	2025
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	3202,78	960,83	4163,61	2025
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	18925,51	5677,65	24603,16	2025
ТК-14	ЗА 68	1,28	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	186,34	55,90	242,25	2025
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	6197,89	1859,37	8057,26	2025
Регулятор давления	т/п 1522	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	6197,89	1859,37	8057,26	2025
К-2	УТ-2*	70,83	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	12194,36	3658,31	15852,66	2025
УТ-2*	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	58535,66	17560,70	76096,36	2025
т/п 1522	т/п 2229	43	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	7403,04	2220,91	9623,95	2025
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	15666,90	4700,07	20366,97	2025
ТК-9	ТК-10	95	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	16355,55	4906,67	21262,22	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	11879,30	3563,79	15443,09	2025
ЗА 37	ТК-8	1,11	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	191,10	57,33	248,43	2025
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	172,16	51,65	223,81	2025
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	12395,79	3718,74	16114,52	2025
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	28751,34	8625,40	37376,74	2025
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	17467,73	5240,32	22708,05	2025
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	1032,98	309,89	1342,88	2025
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	24102,92	7230,88	31333,80	2025
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	18938,01	5681,40	24619,41	2025
Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"													
1	ТЦ-ТК12	147	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	5142,75	1542,82	6685,57	2023-2024
2	ТК12-ТК15	180	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	6297,24	1889,17	8186,41	2023-2024
3	ТК15-ТК16	35	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	1224,46	367,34	1591,80	2023-2024
4	ТК16-ТК17	52	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	4006,62	1201,99	5208,61	2023-2024
5	ТК17-ТК18	65	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5008,28	1502,48	6510,76	2023-2024
6	ТК18-ТК19	30	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2311,51	693,45	3004,97	2023-2024
7	ТК19-ТК20	42	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2877,71	863,31	3741,02	2023-2024
8	ТК20-ТК21	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2740,67	822,20	3562,88	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. труба, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
9	ТК 21-ТК22	55	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	55628,40	1,18	1,02	1,06	3903,44	1171,03	5074,47	2023-2024
10	ТК 22-ТК23	53	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	55628,40	1,18	1,02	1,06	3761,49	1128,45	4889,94	2023-2024
11	ТК 23- ТК24	48	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	3288,81	986,64	4275,45	2023-2024
12	ТК24-Североморское шоссе д.16	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	4509,08	1352,72	5861,80	2023-2024
13	Североморское шоссе д.18	45	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2603,58	781,07	3384,65	2023-2024
14	ул.Советская д.19	105	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	5516,77	1655,03	7171,80	2023-2024
15	ул.Школьная д.15	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2101,63	630,49	2732,11	2023-2024
16	ул.Школьная д.17	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2104,24	631,27	2735,51	2023-2024
17	ул.Советская д.17	50	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	21410,00	1,18	1,02	1,06	1365,76	409,73	1775,49	2023-2024
18	ул. Советская д.15	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	672,46	201,74	874,19	2023-2024
19	ул. Советская д.13	55	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2889,74	866,92	3756,66	2023-2024
20	пожарное депо ул. Советская	60	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	39098,40	1,18	1,02	1,06	2992,94	897,88	3890,82	2023-2024
21	ТК15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	135	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	9249,77	2774,93	12024,71	2023-2024
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	70	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1991,26	597,38	2588,64	2023-2024
23	ул.Советская д.5, д.5а гастронорм	95	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	21410,00	1,18	1,02	1,06	2594,95	778,48	3373,43	2023-2024
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
25	ул.Советская д.7	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
26	ул.Советская д.11 -ТК26	20	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1202,42	360,73	1563,15	2023-2024
27	ТК26-ул.Советская д.9/2	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	672,46	201,74	874,19	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. труба, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3471,43	1041,43	4512,86	2023-2024
29	ТК 12-ТК 13	31	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1863,75	559,13	2422,88	2023-2024
30	ТК13 - ТК14	91	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	5265,01	1579,50	6844,51	2023-2024
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	40	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2314,29	694,29	3008,58	2023-2024
32	ввод ул. Заводская д.13	5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	262,70	78,81	341,51	2023-2024
33	ул. Заводская д.11	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	4509,08	1352,72	5861,80	2023-2024
34	ул. Советская д.6	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3471,43	1041,43	4512,86	2023-2024
35	ул. Советская д.6 ТП2	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	60,26	18,08	78,33	2023-2024
36	ул. Советская д.6 ТП1	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	60,26	18,08	78,33	2023-2024
37	ТЦ- ТК2	188	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	10398,23	3119,47	13517,70	2023-2024
38	ТК2-ТК3	135	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	7466,81	2240,04	9706,86	2023-2024
39	ТК3-ТК4	60	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	3318,58	995,58	4314,16	2023-2024
40	ТК4 -УТ1	72	0,2	0,2	Бесканальная, изопрофлекс	72087,21	1,18	1,02	1,06	6621,84	1986,55	8608,39	2023-2024
41	УТ 1- ТК38	124	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	9554,25	2866,28	12420,53	2023-2024
42	ТК 38-ТК39	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5393,53	1618,06	7011,59	2023-2024
43	ТК 39- ул.Зеленая д.1	361	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	27815,20	8344,56	36159,76	2023-2024
44	ТК 39- Североморское шоссе д.7 транзит	118	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	9091,95	2727,58	11819,53	2023-2024
45	Североморское шоссе д.9	55	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3306,66	992,00	4298,66	2023-2024
46	Североморское шоссе д.7	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	134,49	40,35	174,84	2023-2024
47	УТ 1-ТК5	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5393,53	1618,06	7011,59	2023-2024
48	ТК5-ТК6	73	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5624,68	1687,40	7312,08	2023-2024
49	ТК6- Североморское	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3082,02	924,61	4006,62	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
	шоссе д.8 транзит												
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	15	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	1027,75	308,33	1336,08	2023-2024
51	ТК7-Североморское шоссе д.10 транзит	98	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	2787,77	836,33	3624,10	2023-2024
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	49,1	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1396,73	419,02	1815,75	2023-2024
53	Североморское шоссе д.14	131,9	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	3547,87	1064,36	4612,24	2023-2024
54	Североморское шоссе д.12	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	279,88	83,96	363,84	2023-2024
57	Североморское шоссе д.8	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	480,97	144,29	625,26	2023-2024
58	ТК 6-ул.Школьная д.5 транзит	50	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	1749,23	524,77	2274,00	2023-2024
59	ул.Школьная д.5/2	42	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2430,00	729,00	3159,01	2023-2024
60	ул.Школьная д.5 1ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	174,92	52,48	227,40	2023-2024
61	ул.Школьная д.5 2ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	174,92	52,48	227,40	2023-2024
62	ТК 6-ул.Советская д.1 транзит	60	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	2099,08	629,72	2728,80	2023-2024
63	ул.Советская д.1-д.3 транзит	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1137,86	341,36	1479,22	2023-2024
64	ул.Советская д.9/1	53	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3186,42	955,92	4142,34	2023-2024
65	ул.Советская д.3	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	342,58	102,78	445,36	2023-2024
66	ул.Советская д.1	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	342,58	102,78	445,36	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. труба, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
67	ТК 5- ул.Школьная д.6 транзит	14	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	959,24	287,77	1247,01	2023-2024
68	ул.Советская д.2	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	5711,50	1713,45	7424,95	2023-2024
69	ул.Школьная д.6	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
70	ул.Школьная д.6а	20	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	482,05	144,62	626,67	2023-2024
71	ул.Заводская д.5	48	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2885,81	865,74	3751,55	2023-2024
72	ДК ул. Заводская д.1	62	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3587,15	1076,14	4663,29	2023-2024
73	ул. Заводская д.3	33	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1984,00	595,20	2579,19	2023-2024
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2927,92	878,37	3806,29	2023-2024
75	ул.Заводская д.4 - ТК 28	20	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	1157,14	347,14	1504,29	2023-2024
76	ТУ28-ТК29	81	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	6241,08	1872,33	8113,41	2023-2024
77	ТК 29-ТК30	20	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	1541,01	462,30	2003,31	2023-2024
78	ТК 30-ТК31	50	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3852,52	1155,76	5008,28	2023-2024
79	ТК31-ТК 33	77	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5932,88	1779,86	7712,75	2023-2024
80	ТК 33-ТК34	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3082,02	924,61	4006,62	2023-2024
81	ТК34-ТК35	46	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3544,32	1063,30	4607,62	2023-2024
82	ТК35-ТК36	50	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	3425,84	1027,75	4453,59	2023-2024
83	ТК36-ТК37	32	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2192,54	657,76	2850,30	2023-2024
84	ул.Приморская д.3	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	5711,50	1713,45	7424,95	2023-2024
85	ТК37-ТК 37А	60	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	4111,01	1233,30	5344,31	2023-2024
86	ТК 37 А-ТК 37Б	116	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	6974,04	2092,21	9066,26	2023-2024
87	обк ул. Приморская д.2	16	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	385,64	115,69	501,34	2023-2024
88	общежитие ул. Приморская д.2	14	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	337,44	101,23	438,67	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	361,54	108,46	470,00	2023-2024
90	ул.Школьная д.2	65	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3907,87	1172,36	5080,23	2023-2024
91	ул.Приморская д.1	34	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2044,12	613,23	2657,35	2023-2024
92	Североморское шоссе д.2	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2101,63	630,49	2732,11	2023-2024
93	школа №3 ул. Школьная д.1	12	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	630,49	189,15	819,63	2023-2024
94	Североморское шоссе д.4	31	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	1793,57	538,07	2331,65	2023-2024
95	ул.Заводская д.2	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2104,24	631,27	2735,51	2023-2024
96	ул.Школьная д.4	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	134,49	40,35	174,84	2023-2024
97	ул.Заводская д.4/1	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	788,11	236,43	1024,54	2023-2024
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	35	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	39098,40	1,18	1,02	1,06	1745,88	523,76	2269,65	2023-2024
99	ул.Заводская д.4	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2927,92	878,37	3806,29	2023-2024
100	ул. Заводская д.9	30	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1803,63	541,09	2344,72	2023-2024

Таблица 99 – Состав группы проектов №5 для Сценария 2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр тру- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стронт. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Котельная «Северная», котельная «Роста»													
ТК-67	ТК-68	75	0,2	0,25	Подземная, в непроходных каналах	85507,39	1,18	1,02	1,06	8181,88	2454,56	10636,44	2025
УТ 96	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	8734,85	2620,45	11355,30	2025
ТК-62	УТ 96	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	5823,23	1746,97	7570,20	2025
ТК-61	ТК-62	143	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	20818,06	6245,42	27063,47	2025
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	3202,78	960,83	4163,61	2025
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	18925,51	5677,65	24603,16	2025
ТК-14	ЗА 68	1,28	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,18	1,02	1,06	186,34	55,90	242,25	2025
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	6197,89	1859,37	8057,26	2025
Регулятор давления	т/п 1522	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	6197,89	1859,37	8057,26	2025
К-2	УТ-2*	70,83	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	12194,36	3658,31	15852,66	2025
УТ-2*	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	58535,66	17560,70	76096,36	2025
т/п 1522	т/п 2229	43	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	7403,04	2220,91	9623,95	2025
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	15666,90	4700,07	20366,97	2025
ТК-9	ТК-10	95	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	16355,55	4906,67	21262,22	2025
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	11879,30	3563,79	15443,09	2025
ЗА 37	ТК-8	1,11	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	191,10	57,33	248,43	2025
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	172,16	51,65	223,81	2025
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	12395,79	3718,74	16114,52	2025
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	28751,34	8625,40	37376,74	2025
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	17467,73	5240,32	22708,05	2025
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	1032,98	309,89	1342,88	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. труба- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	24102,92	7230,88	31333,80	2025
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,18	1,02	1,06	18938,01	5681,40	24619,41	2025
ТК-244	ТК-244а	577	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	91669,30	27500,79	119170,08	2026
ТК-244в	т/п 2265	34	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	5401,66	1620,50	7022,15	2026
т/п 2265	ТК-244и	40	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	6354,89	1906,47	8261,36	2026
СК-244м	т/п 2266	19	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	3018,57	905,57	3924,14	2026
т/п 2266	т/п 2267	40	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	6354,89	1906,47	8261,36	2026
т/п 2267	ЦТП 207кв.	77	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	12233,16	3669,95	15903,11	2026
ТК-244а	ТК-244б	140	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	22242,12	6672,64	28914,75	2026
ТК-244б	ТК-244в	4	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	635,49	190,65	826,14	2026
ТК-244и	СК-244м	130	0,359	0,45	Подземная, в непроходных каналах	124526,00	1,18	1,02	1,06	20653,39	6196,02	26849,41	2026
Н.О.													
Новая кот Северная- Восточная	ТК1п	700,65	1	1	Подземная, в непроходных каналах	239124,00	1,18	1,02	1,06	213753,06	-	-	2026-2028
ТК1п	кот.Северная	137,65	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	197452,00	1,18	1,02	1,06	34675,74	-	-	2026-2028
ТК1п	Восточная	2491,5	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	197452,00	1,18	1,02	1,06	627639,80	-	-	2026-2028
Южная кот.	НС Южная	7048,92	1	1	Подземная, в непроходных каналах	239124,00	1,18	1,02	1,06	2150472,00	-	-	2026-2028
Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"													
1	ТЦ-ТК12	147	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	5142,75	1542,82	6685,57	2023-2024
2	ТК12-ТК15	180	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	6297,24	1889,17	8186,41	2023-2024
3	ТК15-ТК16	35	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	1224,46	367,34	1591,80	2023-2024
4	ТК16-ТК17	52	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	4006,62	1201,99	5208,61	2023-2024
5	ТК17-ТК18	65	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5008,28	1502,48	6510,76	2023-2024
6	ТК18-ТК19	30	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2311,51	693,45	3004,97	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
7	TK19-TK20	42	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2877,71	863,31	3741,02	2023-2024
8	TK20-TK21	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2740,67	822,20	3562,88	2023-2024
9	TK 21-TK22	55	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	55628,40	1,18	1,02	1,06	3903,44	1171,03	5074,47	2023-2024
10	TK 22-TK23	53	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	55628,40	1,18	1,02	1,06	3761,49	1128,45	4889,94	2023-2024
11	TK 23- TK24	48	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	3288,81	986,64	4275,45	2023-2024
12	TK24- Североморское шоссе д.16	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	4509,08	1352,72	5861,80	2023-2024
13	Североморское шоссе д.18	45	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2603,58	781,07	3384,65	2023-2024
14	ул.Советская д.19	105	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	5516,77	1655,03	7171,80	2023-2024
15	ул. Школьная д.15	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2101,63	630,49	2732,11	2023-2024
16	ул.Школьная д.17	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2104,24	631,27	2735,51	2023-2024
17	ул.Советская д.17	50	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	21410,00	1,18	1,02	1,06	1365,76	409,73	1775,49	2023-2024
18	ул. Советская д.15	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	672,46	201,74	874,19	2023-2024
19	ул. Советская д.13	55	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2889,74	866,92	3756,66	2023-2024
20	пожарное депо ул. Советская	60	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	39098,40	1,18	1,02	1,06	2992,94	897,88	3890,82	2023-2024
21	TK15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	135	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	9249,77	2774,93	12024,71	2023-2024
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	70	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1991,26	597,38	2588,64	2023-2024
23	ул.Советская д.5, д.5а гастрон	95	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	21410,00	1,18	1,02	1,06	2594,95	778,48	3373,43	2023-2024
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
25	ул.Советская д.7	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
26	ул.Советская д.11 -TK26	20	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1202,42	360,73	1563,15	2023-2024
27	TK26- ул.Советская д.9/2	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	672,46	201,74	874,19	2023-2024
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3471,43	1041,43	4512,86	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
29	ТК 12-ТК 13	31	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1863,75	559,13	2422,88	2023-2024
30	ТК13 - ТК14	91	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	5265,01	1579,50	6844,51	2023-2024
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	40	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2314,29	694,29	3008,58	2023-2024
32	ввод ул. Заводская д.13	5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	262,70	78,81	341,51	2023-2024
33	ул. Заводская д.11	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	4509,08	1352,72	5861,80	2023-2024
34	ул. Советская д.6	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3471,43	1041,43	4512,86	2023-2024
35	ул. Советская д.6 ТП2	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	60,26	18,08	78,33	2023-2024
36	ул. Советская д.6 ТП1	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	60,26	18,08	78,33	2023-2024
37	ТП- ТК2	188	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	10398,23	3119,47	13517,70	2023-2024
38	ТК2-ТК3	135	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	7466,81	2240,04	9706,86	2023-2024
39	ТК3-ТК4	60	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,18	1,02	1,06	3318,58	995,58	4314,16	2023-2024
40	ТК4 -УТ1	72	0,2	0,2	Бесканальная, изопротфлекс	72087,21	1,18	1,02	1,06	6621,84	1986,55	8608,39	2023-2024
41	УТ 1- ТК38	124	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	9554,25	2866,28	12420,53	2023-2024
42	ТК 38-ТК39	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5393,53	1618,06	7011,59	2023-2024
43	ТК 39-ул.Зеленая д.1	361	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	27815,20	8344,56	36159,76	2023-2024
44	ТК 39- Североморское шоссе д.7 транзит	118	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	9091,95	2727,58	11819,53	2023-2024
45	Североморское шоссе д.9	55	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3306,66	992,00	4298,66	2023-2024
46	Североморское шоссе д.7	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	134,49	40,35	174,84	2023-2024
47	УТ 1-ТК5	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5393,53	1618,06	7011,59	2023-2024
48	ТК5-ТК6	73	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5624,68	1687,40	7312,08	2023-2024
49	ТК6- Североморское шоссе д.8 транзит	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3082,02	924,61	4006,62	2023-2024
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	15	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	1027,75	308,33	1336,08	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
51	ТК7-Североморское шоссе д.10 транзит	98	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	2787,77	836,33	3624,10	2023-2024
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	49,1	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1396,73	419,02	1815,75	2023-2024
53	Североморское шоссе д.14	131,9	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	3547,87	1064,36	4612,24	2023-2024
54	Североморское шоссе д.12	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	279,88	83,96	363,84	2023-2024
57	Североморское шоссе д.8	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	480,97	144,29	625,26	2023-2024
58	ТК 6-ул.Школьная д.5 транзит	50	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	1749,23	524,77	2274,00	2023-2024
59	ул.Школьная д.5/2	42	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	2430,00	729,00	3159,01	2023-2024
60	ул.Школьная д.5 1ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	174,92	52,48	227,40	2023-2024
61	ул.Школьная д.5 2ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	174,92	52,48	227,40	2023-2024
62	ТК 6-ул.Советская д.1 транзит	60	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	27421,41	1,18	1,02	1,06	2099,08	629,72	2728,80	2023-2024
63	ул.Советская д.1-д.3 транзит	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	22296,80	1,18	1,02	1,06	1137,86	341,36	1479,22	2023-2024
64	ул.Советская д.9/1	53	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3186,42	955,92	4142,34	2023-2024
65	ул.Советская д.3	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	342,58	102,78	445,36	2023-2024
66	ул.Советская д.1	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	342,58	102,78	445,36	2023-2024
67	ТК 5-ул.Школьная д.6 транзит	14	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	959,24	287,77	1247,01	2023-2024
68	ул.Советская д.2	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	5711,50	1713,45	7424,95	2023-2024
69	ул.Школьная д.6	5	0,1	0,1	Бесканальная,	22296,80	1,18	1,02	1,06	142,23	42,67	184,90	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
					изопротфлекс								
70	ул.Школьная д.6а	20	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	482,05	144,62	626,67	2023-2024
71	ул.Заводская д.5	48	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2885,81	865,74	3751,55	2023-2024
72	ДК ул. Заводская д.1	62	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	3587,15	1076,14	4663,29	2023-2024
73	ул. Заводская д.3	33	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1984,00	595,20	2579,19	2023-2024
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2927,92	878,37	3806,29	2023-2024
75	ул.Заводская д.4 - ТК 28	20	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	1157,14	347,14	1504,29	2023-2024
76	ТУ28-ТК29	81	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	6241,08	1872,33	8113,41	2023-2024
77	ТК 29-ТК30	20	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	1541,01	462,30	2003,31	2023-2024
78	ТК 30-ТК31	50	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3852,52	1155,76	5008,28	2023-2024
79	ТК31-ТК 33	77	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	5932,88	1779,86	7712,75	2023-2024
80	ТК 33-ТК34	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3082,02	924,61	4006,62	2023-2024
81	ТК34-ТК35	46	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	3544,32	1063,30	4607,62	2023-2024
82	ТК35-ТК36	50	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	3425,84	1027,75	4453,59	2023-2024
83	ТК36-ТК37	32	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	2192,54	657,76	2850,30	2023-2024
84	ул.Приморская д.3	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	5711,50	1713,45	7424,95	2023-2024
85	ТК37-ТК 37А	60	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	53704,33	1,18	1,02	1,06	4111,01	1233,30	5344,31	2023-2024
86	ТК 37 А-ТК 37Б	116	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	6974,04	2092,21	9066,26	2023-2024
87	обк ул. Приморская д.2	16	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	385,64	115,69	501,34	2023-2024
88	общежитие ул. Приморская д.2	14	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	337,44	101,23	438,67	2023-2024
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,18	1,02	1,06	361,54	108,46	470,00	2023-2024
90	ул.Школьная д.2	65	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	3907,87	1172,36	5080,23	2023-2024
91	ул.Приморская д.1	34	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2044,12	613,23	2657,35	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр тру- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо- да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
92	Североморское шоссе д.2	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	2101,63	630,49	2732,11	2023-2024
93	школа №3 ул. Школьная д.1	12	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	630,49	189,15	819,63	2023-2024
94	Североморское шоссе д.4	31	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	45349,20	1,18	1,02	1,06	1793,57	538,07	2331,65	2023-2024
95	ул.Заводская д.2	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	2104,24	631,27	2735,51	2023-2024
96	ул.Школьная д.4	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	21083,14	1,18	1,02	1,06	134,49	40,35	174,84	2023-2024
97	ул.Заводская д.4/1	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	41182,00	1,18	1,02	1,06	788,11	236,43	1024,54	2023-2024
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	35	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	39098,40	1,18	1,02	1,06	1745,88	523,76	2269,65	2023-2024
99	ул.Заводская д.4	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	60393,05	1,18	1,02	1,06	2927,92	878,37	3806,29	2023-2024
100	ул. Заводская д.9	30	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	47123,62	1,18	1,02	1,06	1803,63	541,09	2344,72	2023-2024

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №5 в зависимости от принятого сценария приведены в таблицах 100 - 103. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 795,7 млн. руб. и по второму – 4041,41 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2023 – 2028 гг.

Таблица 100 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	13641,7	13641,7	26806,7	0	0	0	0	0	0	0	54090,0
Оборудование	тыс. руб.	0	130791,4	130791,4	257012,3	0	0	0	0	0	0	0	518595,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	56254,4	56254,4	110542,9	0	0	0	0	0	0	0	223051,6
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	200687,4	200687,4	394361,8	0	0	0	0	0	0	0	795736,7
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	40137,5	40137,5	78872,4	0	0	0	0	0	0	0	159147,3
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	240824,9	240824,9	473234,2	0	0	0	0	0	0	0	954884,1

Таблица 101 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	13641,7	13641,7	26806,7	0	0	0	0	0	0	0	54090,0
Оборудование	тыс. руб.	0	130791,4	130791,4	257012,3	0	0	0	0	0	0	0	518595,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	56254,4	56254,4	110542,9	0	0	0	0	0	0	0	223051,6
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	200687,4	200687,4	394361,8	0	0	0	0	0	0	0	795736,7
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	40137,5	40137,5	78872,4	0	0	0	0	0	0	0	159147,3
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	240824,9	240824,9	473234,2	0	0	0	0	0	0	0	954884,1

Таблица 102 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	13641,7	13641,7	26806,7	117759,7	95872,0	0,0	0	0	0	0	267721,7
Оборудование	тыс. руб.	0	130791,4	130791,4	257012,3	142812,4	986223,8	919185,5	0	0	0	0	2566816,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	56254,4	56254,4	110542,9	61424,7	424182,3	395348,6	0	0	0	0	1104007,2
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	200687,4	200687,4	394361,8	321996,7	1513270,3	1410406,1	0	0	0	0	4041409,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	40137,5	40137,5	78872,4	64399,3	302654,1	282081,2	0	0	0	0	808282,0
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	240824,9	240824,9	473234,2	386396,1	1815924,4	1692487,3	0	0	0	0	4849691,8

Таблица 103 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
АО «МЭС»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	13641,7	13641,7	26806,7	14895	0	0	0	0	0	0	68985,5
Оборудование	тыс. руб.	0	130791,4	130791,4	257012,3	142812	0	0	0	0	0	0	661407,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	56254,4	56254,4	110542,9	61425	0	0	0	0	0	0	284476,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	200687,4	200687,4	394361,8	219132,5	0	0	0	0	0	0	1014869,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	40137,5	40137,5	78872,4	43827	0	0	0	0	0	0	202973,8
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	240824,9	240824,9	473234,2	262959,02	0	0	0	0	0	0	1217843,1
Н.О.													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	102864,2	95872,0		0	0	0	0	198736,2
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	986223,8	919185,5	0	0	0	0	1905409,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	424182,3	395348,6	0	0	0	0	819530,9
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	102864,2	1513270,3	1410406,1	0	0	0	0	3026540,6
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	20572,8	302654,1	282081,2	0	0	0	0	605308,1
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	123437,0	1815924,4	1692487,3	0	0	0	0	3631848,7

6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

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 11 Обосновывающих материалов "Оценка надёжности теплоснабжения".

6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №3 и направлены на обеспечение присоединения перспективных потребителей к существующим и вновь построенным тепловым сетям от тепловых камер тепломагистралей до границы участка присоединяемого объекта.

Перечень перспективных потребителей тепловой энергии г. Мурманск на конец расчётного периода (2042 год) представлен в Главе 2 Обосновывающих материалов.

По результатам гидравлического моделирования, существующие тепловые сети имеют достаточный резерв пропускной способности для обеспечения дополнительного расхода теплоносителя при присоединении перспективной тепловой нагрузки, за исключением участков тепловых сетей от Восточной котельной (для подключения перспективной застройки в р-не Больничного городка согласно сценария 1).

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №3 приведены в таблицах 104-106. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 34,253 млн. руб. и по второму – 0,0 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2026 – 2028 гг.

Таблица 104 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	1164,2	1164,2	0	0	0	0	0	2328,4
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	11161,7	11161,7	0	0	0	0	0	22323,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	4800,7	4800,7	0	0	0	0	0	9601,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	17126,6	17126,6	0	0	0	0	0	34253,3
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	3425,3	3425,3	0	0	0	0	0	6850,7
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	20552,0	20552,0	0	0	0	0	0	41103,9

Таблица 105 – Состав группы проектов №3 для развития схемы теплоснабжения

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб-да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Восточная котельная													
ТК-110/2	ТК-112/2	61,15	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108	1,18	1,02	1,06	8902,27	2670,68	11572,95	2026-2027
ТК-112/2	ТК-57/3	10	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108	1,18	1,02	1,06	1455,81	436,74	1892,55	2026-2027
ТК-57/3	УТ 68	99,16	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108	1,18	1,02	1,06	14435,79	4330,74	18766,53	2026-2027
УТ 68	ТК-37/3	10,68	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108	1,18	1,02	1,06	1554,80	466,44	2021,24	2026-2027

Таблица 106 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

В Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения представлен весь перечень необходимых мероприятий по реконструкции ветхих тепловых сетей.

Объемы реконструкции ветхих тепловых сетей в течение расчетного периода схемы теплоснабжения определены на основании данных о дате прокладки, реконструкции и капитального ремонта участков тепловых сетей и срока полезного использования. Срок полезного использования тепловых сетей определен на основании норм амортизации, используемых теплоснабжающими и теплосетевыми организациями г. Мурманска при расчете амортизационных отчислений и (или) арендной платы, и составляет 25 лет.

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №6, и направленных на обеспечение нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения. Следует отметить, что представленные объемы реконструкции ветхих тепловых сетей являются максимальными, т.е. при условии соблюдения данных объемов переключок в течение расчетного периода схемы теплоснабжения участки тепловых сетей, истощивших эксплуатационный ресурс, будут ликвидированы в полном объеме. Минимально необходимый объем переключок тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения рассмотрен в Главе 11 Обосновывающих материалов «Оценка надежности теплоснабжения».

В таблице 113 представлены сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для АО «Мурманская ТЭЦ» по сценарию 1 и 2. В таблице приведены планируемые мероприятия на магистральных сетях по каждому участку. Следует отметить, что в эксплуатационной ответственности данной ТСО находятся преимущественно магистральные тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных. Следовательно, переключка тепловых сетей данной организации является первостепенной задачей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей г. Мурманска.

В отдельные таблицы вынесены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, реализуемые в рамках действующей инвестиционной программы

АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019-2023 гг., проекта инвестиционной программы АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024-2028 гг., мероприятия по перекладке тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» в 2024-2029 годы и мероприятия по перекладке тепловых сетей, планируемые к реализации в рамках инвестиционной программы АО «Мурмансэнергосбыт» на 2023-2026 гг.

Также, в таблице 111 представлены мероприятия, предстоящие к реализации по проекту «Капитальный ремонт линейных объектов г.Мурманска» за счет средств Государственной корпорации – Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства за счет средств Фонда национального благосостояния и средств областного бюджета Мурманской области.

Характеристики тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт», подлежащих перекладке в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, представлены в Приложении 1. В рассматриваемый перечень входят следующие тепловые сети:

- распределительные (наибольшая часть) и магистральные (незначительная часть по сравнению с долей магистральных сетей эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ») тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных;
- магистральные и распределительные сети от котельных: «Северная», «Абрам-Мыс» и «Роста», ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

Для тепловых сетей надземной прокладки, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, рекомендуется проводить диагностику технического состояния рассматриваемых участков. По результатам диагностики должно приниматься решение о реконструкции участка, либо о продлении срока эксплуатации. Таким образом, при условии надлежащего технического состояния данных участков, объемы перекладок тепловых сетей могут быть снижены по сравнению с представленными значениями.

Таблица 107 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019 – 2023 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)							Остаток финансиров ания
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023	
				до	после										
				реализации	реализации										
				мероприятия	мероприятия										
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.4	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до П-2/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,143 / 630	36 / 0,143 / 720	2020	2024	42 444,11	0,00	0,00	5 289,12	0,00	0,00	0,00	37 154,99
3.1.5	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до ТК-1Б/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,150 / 530	17 / 0,150 / 530	2020	2025	36 712,83	0,00	0,00	4 683,41	0,00	0,00	0,00	32 029,42
3.1.6	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-14/3 до ТК-41Б/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,596 / 219	14 / 0,596 / 325	2021	2026	128 245,67	0,00	0,00	0,00	7 046,16	0,00	0,00	121 199,51
3.1.7	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-24/1 до ТК-35/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,542 / 426	9/ 0,542 / 426	2021	2024	150 443,03	0,00	0,00	0,00	7 215,82	0,00	0,00	143 227,21
3.1.8	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-4/3 до ТК-40/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,066 / 377	2 / 1,066 / 377	2021	2025	269 806,79	0,00	0,00	0,00	11 582,45	0,00	0,00	258 224,34
3.1.9	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-35/1 до ТК-36/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,119 / 325	12/ 0,119 / 325	2021	2024	33 039,76	0,00	0,00	0,00	3 557,91	0,00	0,00	29 481,85
3.1.10	Реконструкция участка тепловой сети от П-23А/3 до ТК-25/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,172 / 325	25/ 0,172 / 377	2021	2027	52 207,70	0,00	0,00	0,00	4 229,07	0,00	0,00	47 978,63
3.1.11	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-37/3 до хирургического корпуса, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,219 / 219	13 / 0,219 / 219	2021	2024	38 599,03	0,00	0,00	0,00	3 221,15	0,00	0,00	35 377,87
3.1.12	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-57/1 до ТК-92/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,330 / 426	10 / 0,330 / 426	2021	2028	112 050,38	0,00	0,00	0,00	5 593,60	0,00	0,00	106 456,77
3.1.13	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-27/3 до ТК-35/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,659 / 325	3 / 0,659 / 325	2021	2028	174 492,30	0,00	0,00	0,00	7 995,98	0,00	0,00	166 496,32

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)							Остаток финансиров ания
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023	
				до	после										
				реализации	реализации										
				мероприятия	мероприятия										
3.1.14	Реконструкция участка тепловой сети от П-3А до ТК-34, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 2,065 / 630	40 / 2,065 / 630	2021	2026	816 705,21	0,00	0,00	0,00	26 305,06	347 163,65	0,00	443 236,50
3.1.15	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-21 до П-3А, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,653 / 630	24 / 0,653 / 630	2021	2024	175 353,19	0,00	0,00	0,00	10 839,76	0,00	0,00	164 513,43
3.1.16	Реконструкция участка тепловой сети от П-1А до П-7цв, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,643 / 720	12 / 0,643 / 720	2021	2024	274 583,83	0,00	0,00	0,00	11 705,75	116 516,72	0,00	146 361,36
3.1.17	Реконструкция участка тепловой сети от П-7цв до ТК-21, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,969 / 630	23 / 0,969 / 630	2021	2025	368 919,31	0,00	0,00	0,00	15 282,48	0,00	0,00	353 636,83
3.1.18	Реконструкция участка тепловой сети от П-8 до насосной №7, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,631 / 720	13 / 1,631 / 720	2021	2027	649 872,19	0,00	0,00	0,00	22 258,94	0,00	0,00	627 613,25
3.1.19	Реконструкция участка тепловой сети от насосной №7 до ТК-109/2, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,522 / 530	19/ 1,522 / 530	2021	2026	534 577,50	0,00	0,00	0,00	18 765,13	0,00	0,00	515 812,37
3.1.20	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-107/2 до ТК-69/2, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,132 / 426	9 / 1,132 / 426	2021	2026	342 874,92	0,00	0,00	0,00	12 412,73	0,00	0,00	330 462,19
3.1.21	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-10/3 до ТК-55/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,413 /273	3 / 0,413 /273	2022	2025	62 591,63	0,00	0,00	0,00	0,00	5 037,20	0,00	57 554,43
3.1.22	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-28/2 до ТК-36/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,269 /325	19 / 0,269 /325	2022	2024	50 078,58	0,00	0,00	0,00	0,00	5 094,15	0,00	44 984,43
3.1.23	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-41/1 до ТК-49/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,168 / 426	2 / 0,168 / 426	2022	2025	52 609,75	0,00	0,00	0,00	0,00	4 573,11	0,00	48 036,64
3.1.24	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-49/1 до ТК-52/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,192 /426	2 / 0,192 /426	2022	2025	59 736,94	0,00	0,00	0,00	0,00	4 837,92	0,00	54 899,02

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)							Остаток финансиров ания
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023	
				до	после										
				реализации	реализации										
				мероприятия	мероприятия										
3.1.25	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-52/1 до ТК-57/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,156 /426	13 / 0,156 /426	2022	2025	49 075,19	0,00	0,00	0,00	0,00	4 469,74	0,00	44 605,45
3.1.26	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-57/1 до ТК-61/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,268 / 219	15 / 0,268 / 219	2022	2024	42 020,02	0,00	0,00	0,00	0,00	3 715,76	0,00	38 304,26

Таблица 108 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по проекту инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)							Остаток финансиров ания
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2024г	2024	2025	2026	2027	2028	
				до	после										
				реализации мероприятия	реализации мероприятия										
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.2	Реконструкция участка тепловой сети от КТП до П-2/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 0,286	700 / 2700 / 0,286	2020	2032	42 444,11	341,58	0,00	0,00	0,00	2 300,00	4 173,48	99 513,47
3.1.3	Реконструкция участка тепловой сети от КТП до ТК-1Б/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	500 / 1020 / 0,3	500 / 1020 / 0,3	2020	2032	36 712,83	332,98	0,00	0,00	0,00	1 800,00	3 920,86	81 010,89
3.1.4	Реконструкция участка тепловой сети от П-3А до ТК-34, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 4,13	600 / 1880 / 4,13	2021	2031	1990273,96	21 714,77	0,00	0,00	0,00	0,00	475 080,00	1493479,18
3.1.5	Реконструкция участка тепловой сети от П-1А до П-7ив, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	700 / 2700 / 1,286	700 / 2700 / 1,286	2021	2027	544 537,03	9 690,00	0,00	0,00	62 777,00	472 070,03	0,00	0,00
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей															
3.2.1	Реконструкция ТК-49/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	400 / 660 / 0,2	400 / 660 / 0,2	2024	2025	7 377,36	0,00	1 101,83	6 275,53	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 109 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по АО «Мурманская ТЭЦ», планируемых к перекладке в 2024-2029 годы

Наименование начала участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
Мурманская ТЭЦ									
Ремонт участка тепловой сети по ул.С.Перовской с увеличением диаметра между ТК-32/2 и ТК-63/2	247,93	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	134944,00	1,18	1,02	1,06	42684,55	2024
Ремонт участка тепловой сети по ул.С.Перовской с увеличением диаметра между ТК-23/2 и ТК-27/2	296,1	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	91980,36	1,18	1,02	1,06	34747,34	2025
Ремонт участка тепловой сети по ул.Комсомольской и ул.С.Перовской между ТК-18/2 и ТК-23/2	48,3	0,25	Подземная, в непроходных каналах канальная	85507,39	1,18	1,02	1,06	5269,13	2026
	157,1	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	91980,36	1,18	1,02	1,06	18435,69	2026
Ремонт участка тепловой сети по ул.Октябрьская между ТК-49/1 и ТК-50/2	335,6	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	91980,36	1,18	1,02	1,06	39382,67	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул.Полярной Правды между ТК-69/2 и ТК-106а/2	249,2	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,18	1,02	1,06	36278,74	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул.Ленина между ТК-18/2 и ТК-20/2	117,3	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	72087,21	1,18	1,02	1,06	10788,08	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул.Книповича между ТК-106а/2 и ТК-104/2	245,5	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,18	1,02	1,06	35740,09	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул.Шмидта между ТК-2/1 и ТК-3/1	127,8	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	134944,00	1,18	1,02	1,06	22002,52	2029
Ремонт участка тепловой сети по ул.Профсоюзов и ул.Челюскинцев между ТК-35/1 и ТК-39/1	350,5	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,18	1,02	1,06	51026,07	2029
Южная котельная									
Ремонт участка тепловой сети по пр-ду Лыжный между ТК-81/3 и ТК-65	346,81	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	134944,00	1,18	1,02	1,06	59708,10	2024
Ремонт участка тепловой сети по	122,41	0,5	Подземная, в непроходных	134944,00	1,18	1,02	1,06	21074,56	2025

Наименование начала участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
пр-ду Лыжный между П-636 и ТК-65			каналах канальная						
Ремонт участка тепловой сети по ул.Зои Космодемьянской между ТК-60 и ТК-62	144,7	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	134944,00	1,18	1,02	1,06	24912,09	2026

Таблица 110 – Затраты на перекладку существующих и строительство новых тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманэнергосбыт» на 2023 – 2026 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска				-	-	-	-	-	-
2.	Перекладка существующих тепловых сетей от котельной мкр. Абрам-Мыс, диаметром 125-219 мм., протяженностью 138 п.м., в т.ч.:				7 139,04	0,00	2 168,78	4 970,26		
2.1	ТК-2а - пер. Охотничий д.4 , ППУ - ПЭ изоляция	125	50	подземная						
2.2	пер. Охотничий д. 23 - пер. Охотничий д. 25; Д 219 2L=44 п.м., ППУ - ПЭ изоляция	219	88	подземная						
3.	Строительство новых тепловых сетей (район № 4), диаметром 100-300 мм., протяженностью 1038 п.м., в т.ч.:				31 479,82				31 479,82	
3.1	ЦТП-1 - ТК2 - УТ3 (Скальная, 2) Ø 273, 2L=62,5 м; ППУ-ПЭ изоляция. ГВС L= Ø219; Ø108- флексален	100	62,5	подземная						
		200	62,5	подземная						
		250	125	подземная						
3.2	ЦТП-4 - УТ1 (Седова, 22) Ø 273, 2L=46 м; ППУ-ПЭ изоляция. ГВС Ø219мм; Ø108мм- флексален	100	46	подземная						
		200	46	подземная						
		250	92	подземная						
3.3	(ЦТП - 3) ТК1 - Старостина, 65; Ø 273, 2L=48 м; ППУ-ПЭ изоляция.ГВС Ø219мм; Ø108мм- флексален	100	48	подземная						
		200	48	подземная						
		250	96	подземная						
3.4	ТК 16/1а - ТК 16/1б ул. Егорова; Ø 133, 2L=110 м; ППУ-ПЭ изоляция.	125	220	подземная						
3.5	(ЦТП - 3) ТК1 - Старостина, 65; Ø 273, 2L=48 м; ППУ-ПЭ изоляция. ГВС Ø219мм; Ø108мм- флексален	100	48	подземная						
		200	48	подземная						
		300	96	подземная						
4.	Перекладка существующих тепловых сетей района № 2, диаметром 32-426 мм., протяженностью 8173 п.м., в т.ч.				434 375,02	0,00	81 813,25	111 212,14	137 583,10	103 766,53
4.1	ул. Осипенко, 14 – ТК – 302	219	60	подземная						
4.2	ТК – 67 – ТК – 67а – пр. Г.-североморцев, 2а	57	131	подземная						
		125	220	подземная						
4.3	ул. Подстаницкого, 6 ул. Подстаницкого, 6	125	40	подземная						
4.4	пр. Г.-североморцев, 57 – 61/21	76	34	подземная						
4.5	ТК – 242 – ТК – 243 (ул. Хлобыстова)	426	208	подземная						
4.6	ТК – 68а – ТК – 68б (ул. Халатина)	133	124	подземная						
4.7	ул. Свердлова, 8/5 – 8/6	125	128	подземная						
4.8	ТК–102 – ТК-103 (ул. Лобова), мкр. Роста	89	72	подземная						
4.9	ТК–103 – ТК-104 (ул. Лобова), мкр. Роста	89	82	подземная						
4.10	ТК – 96 – насосная № 2 (ул. Ч. Лучинского, 5А). Демонтаж труб Д530, 2L = 78,5 п.м. с переносом РК-2 (регулирующего клапана) и	32	157	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
	подрывного клапана из насосной № 2 в ТК – 96.									
4.11	ТК-302-ТК-303 (ул. Сафонова) Д 219, 2L = 145 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	290	подземная						
4.12	ул. Аскольдовцев, 5 Д 159, 2L = 92 п.м., сталь	159	184	внутри помещений						
4.13.	ул. Александра, 30/2 Д 159, 2L = 73,5 п.м., сталь, Д 108, 2L = 49 п.м., сталь, Д 89, 2L = 17 п.м., сталь	89	34	внутри помещений						
		100	184	внутри помещений						
		150	98	внутри помещений						
4.14	от ТК-80 до д.14 по ул. Анатолия Бредова; Ду219, 2L=55м	200	110	подземная						
4.15	ТК – 12 – ТК – 14 (ул. Лобова), мкр. Роста	246	206	подземная						
4.16	ТК – 215 – ТК – 216 (ул. Инженерная)	273	574	подземная						
4.17	ТК–9-2 – ТК-9-2-1 (ул. Сафонова), мкр. Роста	100	72	подземная						
4.18	219ж – ТК – 219з (ул. Хлобыстова)	200	40	подземная						
4.19	ТК – 48 – ТК – 48а (ул. П. Морозова)	89	80	подземная						
4.20	ТК – 30г - ул. Свердлова, 2/3	125	36	подземная						
4.21	ТК – 97в – ул.	125	104	подземная						
4.22	ТК – 250а – ул. Лобова, 9	100	104	подземная						
4.23	ул. Гагарина, 6 – ул. Гагарина, 8	89	32	подземная						
		89	80	подземная						
4.24	ТК – 26 – ул. Гагарина, 8	80	32	подземная						
		80	106	подземная						
4.25	мкр. Роста, ТК-44А - ТК-30 (ул. Лобова) Д 325, 2L = 56,5 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	300	113	подземная						
4.26	мкр. Роста, ТК-31 - ТК-31А (ул. Лобова) Д 273, 2L = 58 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	250	116	подземная						
4.27	мкр. Роста, ТК-105Б - ТК-105 (ул. Лобова) Д 219, 2L = 73 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	200	146	подземная						
4.28	мкр. Роста, ТК-31А - ТК-31Б (ул. Лобова) Д 273, 2L = 48,5 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	250	97	подземная						
4.29	ТК – 308 – ул. Ушакова, 7/2	100	86	подземная						
4.30	ТК – 20 – ТК – 20а (пр. Г.-североморцев)	200	80	подземная						
4.31	ТК – 15 – ул. Подстаницкого, 1	100	150	подземная						
4.32	ТК – 80 – ул. Бредова, 14	200	110	подземная						
4.33	ул. Гаджиева, 7 – 5	100	32	подземная						
4.34	ТК – 501 – ТК – 505 (ул. Ч. Лучинского)	200	110	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
4.35	ТК-12 - ТК-112 (ул. Лобова), мкр. Роста	100	46	подземная						
4.36	пр. Г.-североморцев, 65 – 67	125	80	подземная						
4.37	пр. Г.-североморцев, 5/1 – 3/1	100	112	подземная						
4.38	пр. Г.-североморцев, 51 – 53	80	104	подземная						
4.39	ул. Гаджиева, 4 - пр. Г.-североморцев, 51	100	96	подземная						
4.40	ТК-24 –ул. Ушакова, 8, мкр. Роста	100	193	подземная						
4.41	ТК-218-ТК-219Г (ул. Хлобыстова) Д 219, 2L = 50 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	200	100	подземная						
4.42	ТК-219Г-ТК-219Д (ул. Хлобыстова) Д 219, 2L = 58 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	116	подземная						
4.43	ТК-219Д-ТК-219Е (ул. Хлобыстова) Д 219, 2L = 60 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	120	подземная						
4.44	ТК-219Е-ТК-219А (ул. Хлобыстова) Д 219, 2L = 50 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	100	подземная						
4.45	ТК-219А-ТК-219Ж (ул. Хлобыстова) Д 219, 2L = 113 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	226	подземная						
4.46	мкр. Роста, ТК-30 - ТК-31 (ул. Лобова) Д 325, 2L = 19 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	325	38	подземная						
4.47	мкр. Роста, ТК-31Б - ТК-32 (ул. Лобова) Д 219, 2L = 58 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	116	подземная						
4.48	мкр. Роста, ТК-32 - ТК-33А (ул. Лобова) Д 219, 2L = 67,5 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	135	подземная						
4.49	мкр. Роста, ТК-33А - ТК-34 (ул. Лобова) Д 219, 2L = 59 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	118	подземная						
4.50	пр. Г.-североморцев, 23/2 – ул. Гагарина, 4	89	54	подземная						
4.51	пр. Г.-североморцев, 5/2 – 3/2	89	64	подземная						
4.52	ТК – 15 – ул. Гагарина, 15	108	90	подземная						
4.53	ул. Аскольдовцев, 15 - 11	89	80	подземная						
4.54	ТК – 218 - пр. Г.-североморцев, 66/19	108	24	подземная						
4.55	ТК – 10 – ТК – 81 (ул. Миронова)	325	264	подземная						
4.56	ТК – 54 - пр. Г.-североморцев, 29	108	90	подземная						
4.57	ТК – 53 - ТК – 54 (пр. Г.-североморцев)	133	184	подземная						
4.58	ТК – 21 – ТК – 22 (ул. Свердлова)	273	65	подземная						
4.59	ТК-9-4 – ТК-9-5 (ул. Сивко), мкр. Роста	219	40	подземная						
4.60	ТК-22-ТК-23 (ул. Свердлова) Д 273, 2L = 52 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	273	104	подземная						
4.61	ТК-23-ЦТП - 175 кв. (ул. Свердлова) Д 273, 2L = 25 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	273	50	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
4.62	ТК-250г-ТК-244ж (ул. Лобова) Д 325, 2L = 144 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	325	288	подземная						
4.63	ТК-244ж-ТК-244е (ул. Лобова) Д 325, 2L = 93,5 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	325	187	подземная						
4.64	мкр. Роста, ТК-34 - ТК-105А (ул. Лобова) Д 219, 2L =52 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	104	подземная						
4.65	мкр. Роста, ТК-105А - ТК-105Б (ул. Лобова) Д 219, 2L =25 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	50	подземная						
4.66	мкр. Роста, ТК-105 - ТК-22 (ул. Лобова) Д 219, 2L =36,5 п.м. - ППУ - ПЭ изоляция	219	73	подземная						
5.	Перекладка существующих тепловых сетей района № 4, диаметром 57-325 мм., протяженностью 9066 п.м., в т.ч.				480 355,78	0,00	192 939,37	114 853,14	95 088,77	77 474,50
5.1	ТК 3/26 - Русанова, 2	108	208	подземная						
5.2	ТК 15/2в – ТК 15/2д	89	200	подземная						
5.3	ТК 21/3- пр. Ленина,17	159	200	подземная						
5.4		219	280	подземная						
5.5	ул. Полярные Зори, 9-11	89	80	подземная						
5.6	ТК 22/3- пр. Ленина,1	89	34	подземная						
5.7	ТК 109/2в –Радищева,11	219	42	подземная						
5.8	ТК 67/2 – Буркова 11/18	108	112	подземная						
5.9	ТК 90/2- ТК 91/2- Сомова 2/19	108	192	подземная						
5.10	П-22 - ул. Планерная, 3; Ø 159, 2 L= 295м; ППУ-ПЭ изоляция.	159	590	подземная						
5.11	ул. гвардейская, 3 - ТК66/3; Ø 219, 2L=126 м; ППУ-ПЭ изоляция.	219	252	подземная						
5.12	ТК 34-ТК 65 (Радищева)	100	200	подземная						
5.13		159	480	подземная						
5.14	от ул. Капитана Тарана, 21 до д.46 по ул. П/Зори; Ø89; L=62м ППУ ПЭ	89	124	подземная						
5.15	от ТК-50/3-ТК50/3а по ул. Полярной дивизии; Ø159; L=111 м	125	222	подземная						
5.16	от ТК-26/2 до д.6 по ул. Софьи Перовской; Ø89; L=24 м; ППУ ПЭ	89	48	подземная						
5.17	от ТК27/2 до д.10 по Софьи Перовской; Ø89; L=20 м; ППУ ПЭ	89	40	подземная						
5.18	от ТК-27/2 до ТК-27/2а по ул. Софьи Перовской; Ø159; L=30 м, ППУ ПЭ	159	60	подземная						
5.19	от ТК 26/2 до дома Софьи Перовской, 17; Ø159; L=50м ; ППУ ПЭ	150	50	подземная						
5.20	от ТК9/1 до ТК9/1А по ул. Дзержинского (пересечение дороги); Ø159; L=30 м. ППУ ПЭ	159	60	подземная						
5.21	от ТК67/2 до д. 11/18 по ул. Капитана Буркова (пересечение дороги); Ø114; L=53 м; ППУ ПЭ	114	106	подземная						
5.22	от.27 по ул. Верхне-Ростинскому шоссе до д.24. ул. Г.Седова; Ø159; 2L=50 м ППУ ПЭ и трубопровода	159	100	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
5.23	от д. 25 по Верхне-Ростинское шоссе до д. 9 по ул. Кильдинской; Ø159; 2L=56 м, ППУ ПЭ; ГВС Ø133; L=56 м; Ø 76; L=56 м. ППУ ПЭ	76	56	подземная						
5.24		133	56	подземная						
5.25		159	112	подземная						
5.26	от ТК-76/5 до д.12, по ул. Пономарева; Ø219; L=59м , ППУ ПЭ	219	118	подземная						
5.27	от ул.Пономарева д.3 - до ТК-1; Ø159; L=30м, ППУ	159	60	подземная						
5.28	ТК 10/3 – пр. Кирова,22	108	236	подземная						
5.29	Старостина 7- д/с №131 Маклакова,7	89	208	подземная						
5.30	Старостина,7- Связи,4	273	384	подземная						
5.31	Полярные Зори 21/2-Полярные Зори 21/3 - ТК 102/26 - Книповича, 36а	79	96	подземная						
5.32		80	6	подземная						
5.33		100	20	подземная						
5.34		133	152	подземная						
5.35	Маклакова,6 - Маклакова,8 - Маклакова,9	159	132	подземная						
5.36	Карла Либкнехта,31 от ТК 67/1	76	120	подземная						
5.37	ТК 52/2-пр.Ленина,102	89	32	подземная						
5.38	ТК 53/2-ТК54/2 - ТК 54/2-пр.Ленина,101	108	104	подземная						
5.39	ТК 54/2 - ТК 54/2а-ТК 54/26-пр.Ленина,99	57	80	подземная						
5.40		150	20	подземная						
5.41	ТК 54/2А-ТК 54/2В	89	14	подземная						
5.42		159	40	подземная						
5.43	ТК 47/1д – Привокзальной,18 и Привокзальной,20	159	124	подземная						
5.44		273	168	подземная						
5.45	Фролова,3-ТК- 4 - ТК5	159	168	подземная						
5.46	ТК-1 - ЦТП-4; Ø 325 , L=72 м.; ППУ -ПЭ изоляция	325	144	подземная						
5.47	Полярные Зори,23- Полярные Зори 21/2	159	120	подземная						
5.48	Связи,4-Связи,1	273	192	подземная						
5.49	Связи,1-Маклакова,14	219	104	подземная						
5.50	Маклакова,23-Маклакова,26	133	116	подземная						
5.51	ТК 24/2д (камера у музыкальной школы)- Воровского,20	108	204	подземная						
5.52	ТК 47/1в – Володарского,1 - ТК47/1г - Коминтерна, 17	108	134	подземная						
5.53	П-10 - ТК-1 - ЦТП-2; Ø 325 , 2L=382 м.;	325	764	подземная						
5.54		108	120	подземная						
5.55	ул. Самойловой, 1 - ул. Ленина, 68; Ø 133, L=70м; ППУ-ПЭ изоляция	133	140	подземная						
5.56	ЦТП - 3 - ул. Старостина, 77; Ø 325, 2L=78 м; ППУ-ПЭ изоляция	100	78	подземная						
5.57		200	78	подземная						
5.58		325	156	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяженность, п.м	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
5.59	ТК -1 - ул. Шмидта, 21; Ø 108, 2L=75 м; Ø 76 , L=108 м ППУ-ПЭ	76	216	подземная						
5.60	изоляция	108	150	подземная						
5.61	УТ - 23 - ул. Старостина, 10; Ø 133, 2L=82 м;	133	164	подземная						
					953 349,66	0,00	276 921,40	231 035,54	264 151,69	181 241,03

Таблица 111 – Мероприятия в рамках планируемого займа у Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на 2023 – 2024 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска, диаметром 57-325 мм., протяженностью 16832,6 п.м., в т.ч.:				434 603		130 451	304 152	0	0
1.1	Участок № 1 Нас-я №7, Северный пр-д, Папанина				107 638			107 638		
1.1.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до УТ	325	9,7	Подземная						
1.1.2	подземная тепловая сеть в канале от УТ до стены здания Старостина, 12 (Насосная №7)	325	140,9	Подземная						
1.1.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до стены здания Карла Маркса, 44	219	9,5	Подземная						
1.1.4	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 44 от УТ 21 (транзит на Карла Маркса, 30)	219	5,9	Подвал						
1.1.5	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Карла Маркса, 44 до стены здания Карла Маркса. 30	219	37,6	Подземная						
1.1.6	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 30 (транзит)	219	53	Подвал						
1.1.7	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 32 от УТ 26 (транзит на Карла Маркса, 30)	219	33,5	Подвал						
1.1.8	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 32 от УТ 26 (транзит на Карла Маркса, 34)	159	41,1	Подвал						
1.1.9	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Карла Маркса, 32 до стены здания Карла Маркса, 34	159	10,7	Подземная						
1.1.10	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 34 (транзит)	159	23,2	Подвал						
1.1.11	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 36 от УТ 27 (транзит на Карла Маркса, 34)	159	27,8	Подвал						
1.1.12	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 36 от УТ 27 (транзит на Карла Маркса, 38)	133	24,4	подвал						
1.1.13	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 44 от УТ 22 до УТ 21 (транзит)	219	37,2	Подвал						
1.1.14	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 44 от УТ 21 (транзит на ТК 1)	219	2,9	Подвал						
1.1.15	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 42 от УТ 23 (транзит на Карла Маркса, 44)	159	62,1	подвал						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.1.16	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 44 от УТ 22 (транзит на Карла Маркса, 42)	159	26,9	подвал						
1.1.17	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 10 от УТ 24 (транзит на Старостина, 8)	133	49,7	Подвал						
1.1.18	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Старостина, 8 до стены здания Старостина, 10	133	4,6	Подземная						
1.1.19	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 8 (транзит)	133	17,6	Подвал						
1.1.20	подземная тепловая сеть в канале от ТК 6 до стены здания Старостина, 8	133	45,2	Подземная						
1.1.21	подземная тепловая сеть в канале от ТК 6 до стены здания Карла Маркса, 40	133	14,1	Подземная						
1.1.22	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 40 (транзит)	133	13,6	Подвал						
1.1.23	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Карла Маркса, 40 до стены здания Карла Маркса, 42	133	9,9	Подземная						
1.1.24	тепловая сеть в техподполье здания Карла Маркса, 42 от УТ 23 (транзит на Карла Маркса, 40)	133	17,8	Подвал						
1.1.25	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 10 от УТ 24 (транзит на Старостина, 6)	133	16,7	подвал						
1.1.26	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Старостина, 10 до стены здания Старостина, 6	133	9,9	подземная						
1.1.27	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 6 (транзит)	133	26,7	подвал						
1.1.28	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до ТК 2	325	131,4	Подземная						
1.1.29	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до стены здания Папанина, 1 (детская поликлиника, №1)	89	39,7	Подземная						
1.1.30	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до стены здания Папанина, 3 (Школа, №53)	133	52,9	подземная						
1.1.31	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до ТК 3	325	89,2	Подземная						
1.1.32	подземная тепловая сеть в канале от ТК 3 до стены здания Северный проезд, 2	325	45,3	Подземная						
1.1.33	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 2 от УТ 8 (транзит на ТК 3)	325	1,9	Подвал						
1.1.34	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 2 от УТ 8 (транзит на Северный проезд, 4)	273	18	подвал						
1.1.35	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 4 от УТ 9 (транзит	273	23,5	подвал						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
	на Северный проезд, 2)									
1.1.36	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 4 от УТ 9 до УТ 10 (транзит)	273	78,4	подвал						
1.1.37	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 4 от УТ10 (транзит на Северный проезд, 6)	273	38,6	подвал						
1.1.38	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 6 (транзит)	273	23,2	подвал						
1.1.39	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Северный проезд, 6 до стены здания Северный проезд, 8	273	81	подземная						
1.1.40	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 8 от УТ 11 (транзит на Северный проезд, 6)	273	2,6	подвал						
1.1.41	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 8 от УТ 11 (транзит на Северный проезд, 7)	159	31,4	подвал						
1.1.42	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Северный проезд, 8 до стены здания Северный проезд, 7	159	41,6	подземная						
1.1.43	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 7 от УТ 19 (транзит на Северный проезд, 8)	159	31,6	подвал						
1.1.44	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 8 от УТ 11 (транзит на Северный проезд, 10)	219	18,5	подвал						
1.1.45	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 10 от УТ 12 (транзит на Северный проезд, 8)	219	23,3	подвал						
1.1.46	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 10 от УТ 12 до УТ 13 (транзит)	219	94,8	подвал						
1.1.47	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 10 от УТ 13 (транзит на Северный проезд, 12)	219	20,9	подвал						
1.1.48	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 12 от УТ 14 (транзит на Северный проезд, 10)	219	21,9	подвал						
1.1.49	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 12 от УТ 14 (транзит на Северный проезд, 13)	133	31	подвал						
1.1.50	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Северный проезд, 12 до стены здания Северный проезд, 13	133	37,3	подземная						
1.1.51	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 12 от УТ 14 (транзит на Северный проезд, 14)	219	0,9	подвал						
1.1.52	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Северный проезд, 12 до стены здания Северный проезд, 14	219	75,2	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.1.53	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 14	219	25,4	подвал						
1.1.54	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 16 от УТ 15 (транзит на Северный проезд, 14)	219	24	подвал						
1.1.55	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 16 от УТ 15 до УТ 16	159	73,7	подвал						
1.1.56	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 16 от УТ 16 (транзит на Северный проезд, 18)	159	44,3	подвал						
1.1.57	тепловая сеть в техподполье здания Северный проезд, 18	159	22,1	подвал						
1.2.	Участок №2 П 36(9)-ЦТП - 3				12 608		12 608			
1.2.1	подземная тепловая сеть в канале от П-36(9) до стены здания Старостина, 69	325	60,5	подземная						
1.2.2	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 69	325	14,1	подвал						
1.2.3	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Старостина, 69 до стены здания Старостина, 79а (ЦТП-3)	325	83,5	подземная						
1.3	Участок №3 П-11-ЦТП-1-Скальная10				44 093			44 093		
1.3.1	подземная тепловая сеть в канале от П 11 до ТК 1	325	89,9	подземная						
1.3.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до стены здания ЦТП-1 (Скальная, 2а)	325	117,6	подземная						
1.3.3	подземная тепловая сеть в канале от стены здания ЦТП-1 (Скальная, 2а) до ТК 2	273	7,6	подземная						
1.3.4	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от стены здания ЦТП-1 (Скальная, 2а) до ТК 2	219	7,6	подземная						
1.3.5	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от стены здания ЦТП-1 (Скальная, 2а) до ТК 2	108	7,6	подземная						
1.3.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 2	273	43,2	подземная						
1.3.7	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 2	219	43,2	подземная						
1.3.8	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 2	108	43,2	подземная						
1.3.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 12 (Школа №49)	133	50,8	подземная						
1.3.10	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 12 (Школа №49)	89	50,8	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.3.11	подземная сеть ГВС (с рециркуляцией) в канале от ТК 2 до стены здания Скальная, 12 (Школа №49)	57	50,8	подземная						
1.3.12	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 2	273	59,9	подвал						
1.3.13	сеть ГВС (с рециркуляцией) в техподполье здания Скальная, 2	219	59,9	подвал						
1.3.14	сеть ГВС (с рециркуляцией) в техподполье здания Скальная, 2	108	59,9	подвал						
1.3.15	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 4	273	44	подвал						
1.3.16	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 4	219	44	подвал						
1.3.17	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 4	108	44	подвал						
1.3.18	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 6	273	83,9	подвал						
1.3.19	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 6	219	83,9	подвал						
1.3.20	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 6	108	83,9	подвал						
1.3.21	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 8	273	45,9	подвал						
1.3.22	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 8	219	45,9	подвал						
1.3.23	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 8	108	45,9	подвал						
1.3.24	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 8)	273	4,7	подвал						
1.3.25	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 8)	219	4,7	подвал						
1.3.26	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 8)	108	4,7	подвал						
1.3.27	тепловая сеть в техподполье здания Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 9)	273	4,3	подвал						
1.3.28	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 9)	219	4,3	подвал						
1.3.29	сеть ГВС (с рециркуляцией) в здании Скальная, 10 от УТ 7 (транзит на Скальная, 9)	108	4,3	подвал						
1.4	Участок №4 СК-1 - ЦТП 5 (ВРШ)				35 122			35 122		
1.4.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до ТК 2	273	53	подземная						
1.4.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до ТК 2	273	145,9	подземная						
1.4.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до ТК 3	273	71	подземная						
1.4.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 3 до ТК 4	273	44,5	подземная						
1.4.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 4 до ТК 5	273	68,4	подземная						
1.4.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 5 до ТК 6	273	44,1	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.4.7	подземная тепловая сеть в канале от ТК 6 до ТК 7	273	37,9	подземная						
1.4.8	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7 до ТК 8	273	42,6	подземная						
1.4.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 8 до ТК 9	273	118,6	подземная						
1.4.10	подземная тепловая сеть в канале от ТК 9 до ТК 10	273	11	подземная						
1.4.11	подземная тепловая сеть в канале от ТК 10 до ЦТП-5 (в районе ВРШ, 9)	273	6,7	подземная						
1.5	Участок №5 ТК-72 - Ленина 42				17 617			17 617		
1.5.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2 до ТК 7/2б	219	49,5	Подземная						
1.5.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2б до ТК 7/2в	219	43,3	Подземная						
1.5.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2в до ТК 7/2г	159	45,7	Подземная						
1.5.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2г до ТК 7/2д	159	31,9	Подземная						
1.5.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2д до ТК 7/2е	159	35,6	подземная						
1.5.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2е до стены здания Ленина,42	133	49,1	подземная						
1.5.7	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2б до стены здания Книповича, 9а	57	23,4	Подземная						
1.5.8	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2в до стены здания Ленина, 48	133	31,1	Подземная						
1.5.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2в до стены здания Ленина, 48	133	6	Подземная						
1.5.10	подземная тепловая сеть в канале от ТК 7/2д до стены здания Ленина, 44	57	6,4	Подземная						
1.5.11	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Ленина,46 до стены здания Ленина, 48	89	46,3	Подземная						
1.5.12	подземная сеть ГВС в канале от стены здания Ленина,46 до стены здания Ленина, 48	89	46,3	Подземная						
1.5.13	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Ленина,48 до стены здания Ленина, 50	89	45,1	Подземная						
1.5.14	подземная сеть ГВС в канале от стены здания Ленина,48 до стены здания Ленина, 50	89	45,1	Подземная						
1.6.	Участок №6 ТК61_3-Пз10-Ленина31-Журбы12				32 547			32 547		
1.6.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 61/3 до ТК 61/3а	219	47,5	подземная						
1.6.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 61/3а до ТК 62/3	219	64,5	подземная						
1.6.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3 до ТК 62/3а	219	12	подземная						
1.6.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3 до ТК 62/3а	219	136,7	подземная						
1.6.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3а до ТК 63/3	159	77	подземная						
1.6.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 63/3 до ТК 63/3б	108	33,6	Подземная						
1.6.7	подземная сеть ГВС в канале от ТК 63/3 до ТК 63/3б	89	33,6	Подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.6.8	подземная тепловая сеть в канале от ТК 63/36 до стены здания Ленина, 29	108	9,6	Подземная						
1.6.9	подземная сеть ГВС канале от ТК 63/36 до стены здания Ленина, 29	89	9,6	Подземная						
1.6.10	подземная тепловая сеть в канале от ТК 63/3 до стены здания Генерала Журбы, 4	133	41,8	Подземная						
1.6.11	подземная сеть ГВС в канале от ТК 63/3 до стены здания Генерала Журбы, 4	89	41,8	Подземная						
1.6.12	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Генерала Журбы,4 до Ленина,31	89	17,9	Подземная						
1.6.13	подземная сеть ГВС в канале от стены здания Генерала Журбы,4 до Ленина,31	57	17,9	Подземная						
1.6.14	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3а до 62/3б	108	45,4	Подземная						
1.6.15	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3б до 62/3в	108	97,1	Подземная						
1.6.16	подземная тепловая сеть в канале от ТК 62/3в до стены здания Журбы, 12	108	5,3	Подземная						
1.6.17	подземная тепловая сеть в канале от ТК 61/3 до стены здания Полярные Зори, 8	159	18	Подземная						
1.6.18	подземная тепловая сеть в канале от ТК 61/3 до стены здания Полярные Зори, 8	159	119	Подземная						
1.6.19	тепловая сеть в техподполье здания Полярные Зори, 8 от УТ (Транзит на ТК 61/3)	159	40,6	Подвал						
1.6.20	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Полярные Зори, 8 до стены здания Полярные Зори, 10	159	28,7	Подземная						
1.6.21	тепловая сеть в техподполье здания Полярные Зори, 8 от УТ (Транзит на Полярные Зори, 10)	159	12,1	Подвал						
1.7.	Участок №7 ТК74_1-Папанина30-Ленина104				34 148		34 148			
1.7.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 74/1 до ТК 75/1	159	107,8	подземная						
1.7.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 74/1 до стены здания Насосная 49 кв	159	9,4	Подземная						
1.7.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 75/1 до стены здания Карла Либкнехта, 18	57	11,2	Подземная						
1.7.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 75/1 до ТК 76/1	159	32,6	подземная						
1.7.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 76/1 до стены здания Карла Либкнехта, 18а (школа №34)	108	11	подземная						
1.7.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 76/1 до ТК 77/1	159	29,3	Подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.7.7	подземная тепловая сеть в канале от ТК 77/1 до ТК 77/1а	159	7,6	Подземная						
1.7.8	подземная тепловая сеть в канале от ТК 77/1а до ТК 77/1б	108	14,9	Подземная						
1.7.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 77/1б до стены здания Карла Либкнехта, 22	57	9,6	Подземная						
1.7.10	подземная тепловая сеть в канале от ТК 77/1а до ТК 89/1	159	22,3	Подземная						
1.7.11	подземная тепловая сеть в канале от ТК 89/1 до ТК 90/1	89	0,7	Подземная						
1.7.12	подземная тепловая сеть в канале от ТК 89/1 до ТК 90/1	89	24	Подземная						
1.7.13	подземная тепловая сеть в канале от ТК 90/1 до стены здания Челюскинцев, 21а	89	58,4	Подземная						
1.7.14	подземная тепловая сеть в канале от ТК 89/1 до ТК 78/1	159	31,6	Подземная						
1.7.15	подземная тепловая сеть в канале от ТК 78/1 до ТК 80/1	159	96,2	Подземная						
1.7.16	подземная тепловая сеть в канале от ТК 80/1 до ТК 80/1а	108	27,3	Подземная						
1.7.17	подземная тепловая сеть в канале от ТК 80/1а до стены здания Челюскинцев, 23а	57	3,2	Подземная						
1.7.18	подземная тепловая сеть в канале от ТК 80/1а до ТК 80/1б	89	66,3	Подземная						
1.7.19	подземная тепловая сеть в канале от ТК 80/1б до стены здания Папанина, 34/25	89	13	Подземная						
1.7.20	подземная тепловая сеть в канале от ТК 80/1 до стены здания Папанина, 30	108	35,4	Подземная						
1.7.21	подземная тепловая сеть в канале от ТК 78/1 до ТК 79/1	108	94,7	Подземная						
1.7.22	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1 до СК	76	37,9	Подземная						
1.7.23	подземная тепловая сеть в канале от СК до стены здания Челюскинцев, 21в	76	10	Подземная						
1.7.24	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1 до стены здания Челюскинцев, 25а	108	5,8	Подземная						
1.7.25	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1 до ТК 79/1а	108	16,8	Подземная						
1.7.26	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1 до ТК 79/1а	76	16,8	Подземная						
1.7.27	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1а до СК	57	4,7	Подземная						
1.7.28	подземная тепловая сеть от СК до стены здания Челюскинцев, 25	57	4,8	Подземная						
1.7.29	подземная тепловая сеть в канале от ТК 79/1а до ТК 91/1	08	101	Подземная						
1.7.30	подземная тепловая сеть в канале от ТК 91/1 до стены здания Папанина, 22	108	56,1	Подземная						
1.7.31	подземная тепловая сеть в канале от ТК 91/1 до стены здания Ленина, 104	57	13	Подземная						
1.7.32	подземная тепловая сеть в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 22	76	39,5	Подземная						
1.7.33	подземная сеть ГВС в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 22	76	39,5	Подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.7.34	подземная тепловая сеть в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 26	57	35,6	Подземная						
1.7.35	подземная сеть ГВС в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 26	57	35,6	Подземная						
1.7.36	подземная тепловая сеть в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 24	57	2,6	Подземная						
1.7.37	подземная сеть ГВС в канале от ТК 91/1а до стены здания Папанина, 24	57	2,6	Подземная						
1.8.	Участок №8 ТК_3-Связи-Маклакова 37				67 135			67 135		
1.8.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 13 до ТК 1	325	90	подземная						
1.8.2	подземная тепловая сеть в канале от ТК 1 до ТК 2	273	91,5	подземная						
1.8.3	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до ТК 3	219	50,3	подземная						
1.8.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 3 до стены здания Связи, 30 (гимназия №1)	133	32,5	подземная						
1.8.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 3 до ТК 4	219	50,1	подземная						
1.8.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 4 до стены здания Старостина, 11/2	219	13,3	подземная						
1.8.7	подземная тепловая сеть в канале от ТК 4 до стены здания Старостина. 13/1	108	15,8	подземная						
1.8.8	тепловая сеть в техподполье здания Старостина, 13/1	108	32,5	подвал						
1.8.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 2 до стены здания Связи, 28	273	60,7	подземная						
1.8.10	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 28 от УТ 14 (транзит на ТК 2)	273	24	подвал						
1.8.11	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 28 от УТ 14 (транзит на Связи, 26)	273	30,4	подвал						
1.8.12	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 26	273	19,2	подвал						
1.8.13	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 24 от УТ 15 (транзит на Связи, 26)	273	36,6	подвал						
1.8.14	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 24 от УТ 15 (транзит на Связи, 22)	219	17	подвал						
1.8.15	тепловая сеть в техподполье здания Связи. 22	219	16,4	подвал						
1.8.16	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 20 от УТ 16 (транзит на Связи, 22)	219	49,6	подвал						
1.8.17	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 20 от УТ 16 (транзит на Связи, 18)	219	49,6	подвал						
1.8.18	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 18	219	16,3	подвал						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
1.8.19	тепловая сеть в техподполье здания Связи , 16 от УТ 17 (транзит на Связи, 18)	219	25,2	подвал						
1.8.20	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 20 от УТ 16 (транзит на Связи, 13)	219	13	подвал						
1.8.21	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Связи, 20 до стены здания Связи, 13	219	118,8	подземная						
1.8.22	тепловая сеть в техподполье здания Связи, 13 от УТ 18 (транзит на Связи, 20)	219	5,4	подвал						
1.8.23	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Связи, 13 до стены здания Маклакова, 37	159	50,2	подземная						
1.8.24	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Связи, 13 до стены здания Связи, 15 (д/с №135)	108	38,9	подземная						
1.8.25	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 37 от УТ 19 (транзит на Связи, 13)	159	31,8	подвал						
1.8.26	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 37 от УТ 19 (транзит на Маклакова, 36)	133	25,8	подвал						
1.8.27	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 36	133	50,9	подвал						
1.8.28	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 35 от УТ 20 (транзит на Маклакова, 36)	133	24,4	подвал						
1.8.29	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 35 от УТ 20 (транзит на Маклакова, 34)	108	25,1	подвал						
1.8.30	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 34	108	24,4	подвал						
1.8.31	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 33 от УТ 21 (транзит на Маклакова, 34)	108	9,9	подвал						
1.8.32	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 33 от УТ 21 (транзит на Маклакова, 32)	89	20	подвал						
1.8.33	тепловая сеть в техподполье здания Маклакова, 32	89	23,2	подвал						
1.9.	Участок №9 ТК-61/3 -ул. Гвардейская, 17				83 695		83 695			
1.9.1	подземная тепловая сеть в канале от ТК 64/3 до ТК 61/3	219	60	Подземная						
1.9.2	подземная тепловая сеть от ТК 64/3 до стены здания Полярные Зори, 6	89	8,2	подземная						
1.9.3	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Полярные Зори, 13 до ТК 64/3	219	49,8	подземная						
1.9.4	подземная тепловая сеть в канале от ТК 65/3 до стены здания	108	7,5	подземная						

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики			Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)					
		Диаметр, мм	Протяжен., п.м.	Тип прокладки	ВСЕГО	Профинанси- ровано к 2022 г	2023 г	2024 г	2025 г	2026 г
	Гвардейская,3									
1.9.5	подземная тепловая сеть в канале от ТК 66/3 до ТК 65/3	219	34,7	Подземная						
1.9.6	подземная тепловая сеть в канале от ТК 66/3 до ТК 65/3	219	25	Подземная						
1.9.7	подземная тепловая сеть в канале от ТК 67/3 до ТК 66/3	219	61,5	Подземная						
1.9.8	подземная тепловая сеть в канале от ТК 69/3 до ТК 68/3	108	46,3	Подземная						
1.9.9	подземная тепловая сеть в канале от ТК 68/3 до стены здания Гвардейская, 9	108	8,1	Подземная						
1.9.10	подземная тепловая сеть в канале от ТК 68/3 до ТК 67/3	219	54,8	Подземная						
1.9.11	подземная тепловая сеть в канале от ТК 67/3 до стены здания Гвардейская, 7	76	8,4	Подземная						
1.9.12	подземная тепловая сеть в канале от ТК 66/3 до стены здания Гвардейская,5 (д/с №107)	159	30,6	подземная						
1.9.13	подземная тепловая сеть от ТК 69/3 до стены здания Гвардейская, 11	89	7	подземная						
1.9.14	тепловая сеть в здания Гвардейская, 13 от УТ1 (транзит на Гвардейская, 15)	133	73	подвал						
1.9.15	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Гвардейская,13 до стены здания Гвардейская, 15	133	38,1	подземная						
1.9.16	тепловая сеть в здания Гвардейская, 13 от УТ1 (транзит на ТК 69/3)	159	11	подвал						
1.9.17	подземная тепловая сеть в канале от стены здания Гвардейская, 13 до стены здания Гвардейская, 17	89	18,5	подземная						
1.9.18	тепловая сеть в техподполье здания Гвардейская, 13 от УТ1 (транзит на Гвардейская,17)	89	89,7	подвал						

Таблица 112 – Мероприятия в рамках договора займа между АО «МЭС» и Фондом содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на 2023 – 2024 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Всего, тыс. руб. с НДС (с учетом проектирования)
		Наименование показателя	Ед. изм.	До реализации мероприятия	После реализации мероприятия			
1.	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска							
1.1.	Участок № 1 Нас-я №7, Северный пр-д, Папанина	Протяженность	п.м.	3931,2	3931,2	2022	2024	129554
1.2.	Участок №2 П 36(9)-ЦТП - 3	Протяженность	п.м.	316,2	316,2	2022	2024	13839
1.3.	Участок №3 П-11-ЦТП-1-Скальная10	Протяженность	п.м.	1741,4	1741,4	2022	2024	50750
1.4.	Участок №4 СК-1 - ЦТП 5 (ВРШ)	Протяженность	п.м.	1287,4	1287,4	2022	2024	51602
1.5.	Участок №5 ТК-72 - Ленина 42	Протяженность	п.м.	918,2	918,2	2022	2024	19652
1.6.	Участок №6 ТК61_3-Пз10-Ленина31-Журбы12	Протяженность	п.м.	1253,8	1253,8	2022	2024	31342
1.7.	Участок №8 ТК_3-Связи-Маклакова 37	Протяженность	п.м.	2365,6	2365,6	2022	2024	76771
1.8.	Участок №9 ТК-61/3 -ул. Гвардейская, 17	Протяженность	п.м.	1264,4	1264,4	2022	2024	30688
Итого				13078,2	13078,2	-	-	404198

Таблица 113 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» для сценария 1

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, мм	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
Мурманская ТЭЦ													
ТК-13/1-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	1996	495	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	85221,0	25566,3	110787,4	2031-2036
ТК-24/1-ТК-41/1	Подземная в непроходных каналах	1984	873	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	127092,0	38127,6	165219,7	2031-2036
ТК-49/1-ТК-74/1	Подземная в непроходных каналах	1989	227	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	20877,2	6263,2	27140,4	2031-2036
ТК-52/1-ТК-53/1	Подземная в непроходных каналах	1958	99	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	9105,0	2731,5	11836,5	2031-2036
ТК-41/1-ТК-47А/1	Подземная в непроходных каналах	1958	175	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	13483,8	4045,1	17529,0	2031-2036
ТК-39/1-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	1989	233	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	17952,7	5385,8	23338,6	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	424	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	49756,4	14926,9	64683,3	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	238	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	25963,8	7789,1	33753,0	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1988	713	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	103799,1	31139,7	134938,9	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	202	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	23704,7	7111,4	30816,1	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	211	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	23018,3	6905,5	29923,9	2031-2036
ТК-11/2-ТК-12/2	Подземная в непроходных каналах	1986	31	0,133	0,125	55628,4	1,18	1,02	1,06	2200,1	660,0	2860,2	2031-2036
ТК-14/2-ТК-15/2А	Подземная в непроходных каналах	1987	129	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	9939,5	2981,9	12921,4	2031-2036
ТК-16/2-ТК-18/2	Подземная в непроходных каналах	1985	289	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	33914,2	10174,2	44088,4	2031-2036
ТК-24/2-ТК-28/2	Подземная в непроходных каналах	1988	297	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	34853,0	10455,9	45308,8	2031-2036
ТК-28/2-ТК-29/2	Подземная в непроходных каналах	1974	129	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	11864,1	3559,2	15423,4	2031-2036
ТК-66/2-103/2	Подземная в непроходных каналах	1958	60	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	6545,5	1963,7	8509,2	2031-2036
ТК-22/2-мастерская	Подземная в непроходных каналах	1986	187	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	20400,1	6120,0	26520,2	2031-2036
ТК-43/2-ТК-63/2	Подземная в непроходных каналах	1994	22	0,089	0,08	47123,62	1,18	1,02	1,06	1322,7	396,8	1719,5	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-36/2-53/2	Подземная в непроходных каналах	1955	731	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	67230,1	20169,0	87399,1	2031-2036
ТК-51/2-ТК-57/2	Подземная в непроходных каналах	1974	247	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	22716,6	6815,0	29531,6	2031-2036
ТК-57/2-Бойлерная 34 кв,	Подземная в непроходных каналах	1960	68	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	6254,0	1876,2	8130,1	2031-2036
ТК-34/3-ТК-34/3В	Подземная в непроходных каналах	1990	164	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	12636,3	3790,9	16427,1	2031-2036
ТК-45/3-ТК-47/3	Подземная в непроходных каналах	1969	52	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	4006,6	1202,0	5208,6	2031-2036
ТК-6/3-ТК-6А/3	Подземная в непроходных каналах	1965	45	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	4138,7	1241,6	5380,2	2031-2036
ТК-6А/3-ТК-50/3	Подземная в непроходных каналах	1965	220	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	16951,1	5085,3	22036,4	2031-2036
ТК-53/1-ТК-55/1	Подземная в непроходных каналах	1957	75	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	5778,8	1733,6	7512,4	2031-2036
ТК-72/3-Насосная №1	Подземная в непроходных каналах	1990	307	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	52854,3	15856,3	68710,5	2031-2036
ТК-32/2-ТК-30/2	Подземная в непроходных каналах	1988	229	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	24982,0	7494,6	32476,6	2031-2036
ТК-6/1-ТК-8/1	Подземная в непроходных каналах	1997	227	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	39081,2	11724,3	50805,5	2037-2042
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1998	44,5	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	7661,3	2298,4	9959,7	2037-2042
ТК-6/3-ТК-12/3	Подземная в непроходных каналах	1998	250	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	43040,9	12912,3	55953,2	2037-2042
ТК-14/3-ТК-18А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	410	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	70587,1	21176,1	91763,3	2037-2042
ТК-21/3-ТК-23А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	234	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	40286,3	12085,9	52372,2	2037-2042
ТК-20/1-ТК-23/1	Подземная в непроходных каналах	2003	334	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	57502,7	17250,8	74753,5	2037-2042
ТК-41/1-ТК-43/1	Подземная в непроходных каналах	2006	117	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	10760,5	3228,1	13988,6	2037-2042
ТК-43/1-ТК-43/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	20049,5	6014,8	26064,3	2037-2042
ТК-24/2-С,Перов,2	Подземная в непроходных каналах	2006	207	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	22582,0	6774,6	29356,6	2037-2042
ТК-3/1-ТК-4/1	Подземная в непроходных каналах	2014	70	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	12051,5	3615,4	15666,9	2037-2042
ТК-4/1-ТК-6/1	Подземная в непроходных каналах	2007	131	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	22553,4	6766,0	29319,5	2037-2042
ТК-23/1-ТК-24/1	Подземная в непроходных каналах	2011	161	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	27718,4	8315,5	36033,9	2037-2042

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-2/2 - ТК-3/2	Подземная в непроходных каналах	2013	117	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	20143,2	6042,9	26186,1	2037-2042
ТК-8/2-ТК-11/2	Подземная в непроходных каналах	2010	295	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	42946,3	12883,9	55830,2	2037-2042
ТК-11/2-ТК-16/2	Подземная в непроходных каналах	2010	276	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	40180,3	12054,1	52234,4	2037-2042
ТК-18/2-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	2014	147	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	17250,5	5175,1	22425,6	2037-2042
ТК-38/2-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	2014	164	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	12636,3	3790,9	16427,1	2037-2042
ТК-10/1-11/2	Подземная в непроходных каналах	2013	152	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	17837,2	5351,2	23188,4	2037-2042
ТК-4/3-ТК-6/3	Подземная в непроходных каналах	2008	136	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	23414,3	7024,3	30438,5	2037-2042
ТК-12/3-ТК-14/3	Подземная в непроходных каналах	2011	219	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	37703,9	11311,2	49015,0	2037-2042
ТК-18/3А-ТК-19/3	Подземная в непроходных каналах	2009	137	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	23586,4	7075,9	30662,4	2037-2042
ТК-19/3-ТК-20/3	Подземная в непроходных каналах	2010	75	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	12912,3	3873,7	16786,0	2037-2042
ТК-26/3-ТК-27/3	Подземная в непроходных каналах	2008	106	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	12439,1	3731,7	16170,8	2037-2042
Южная котельная													
П-1А-ТК-2/4	Надземная	1984	101	0,72	0,7	100277,69	1,18	1,02	1,06	12921,5	3876,5	16798,0	2031-2036
ТК-2/4 -Н,№6	Надземная	1984	1094	0,53	0,5	84886,35	1,18	1,02	1,06	118479,5	35543,9	154023,4	2031-2036
ЮК-П-1	Надземная	1996	165	0,82	0,8	119058,33	1,18	1,02	1,06	25062,9	7518,9	32581,8	2031-2036
ТК-63Б-больница Севрыба	Надземная	1989	536	0,273	0,25	43352,43	1,18	1,02	1,06	29646,0	8893,8	38539,8	2031-2036
П-1-Рем.цех	Надземная	1996	278	0,133	0,125	24916,2	1,18	1,02	1,06	8837,2	2651,2	11488,4	2031-2036
Н,№6-ТК-10/4	Подземная в непроходных каналах	1984	167	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	28751,3	8625,4	37376,7	2031-2036
ТК-10/4-ТК-15/4	Подземная в непроходных каналах	1984	538	0,48	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	92624,1	27787,2	120411,3	2031-2036
ТК-10/4-ТК-20/4	Подземная в непроходных каналах	1984	532	0,377	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	77449,0	23234,7	100683,7	2031-2036
П-1-ТК-51	Подземная в непроходных каналах	1996	110	0,82	0,8	197452	1,18	1,02	1,06	27710,4	8313,1	36023,5	2031-2036
ТК-51-П-3А	Подземная в непроходных каналах	1996	1785	0,82	0,8	197452	1,18	1,02	1,06	449663,7	134899,1	584562,8	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
П-3А-П-3	Подземная в непроходных каналах	1996	846	0,63	0,6	155780	1,18	1,02	1,06	168139,6	50441,9	218581,5	2031-2036
ТК-34-ТК-38	Подземная в непроходных каналах	1993	413	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	71103,6	21331,1	92434,7	2031-2036
ТК-81/3-ТК-76/3	Подземная в непроходных каналах	1984	429	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	62454,2	18736,3	81190,4	2031-2036
ТК-74/3-ТК-72/3	Подземная в непроходных каналах	1971	153	0,377	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	22273,9	6682,2	28956,0	2031-2036
ТК-59-ТК-61	Подземная в непроходных каналах	1989	216	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	37187,4	11156,2	48343,6	2031-2036
ТК-61-ТК-63Б	Подземная в непроходных каналах	1996	463	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	79711,8	23913,5	103625,3	2031-2036
ТК-63Б-ТК-81/3	Подземная в непроходных каналах	1987	453	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	77990,2	23397,0	101387,2	2031-2036
ТК-11 -ТК-13	Подземная в непроходных каналах	1973	16	0,48	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	2754,6	826,4	3581,0	2031-2036
ТК-13-ТК-7/4	Подземная в непроходных каналах	1984	105	0,48	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	18077,2	5423,2	23500,3	2031-2036
ТК-48-ТК-50	Подземная в непроходных каналах	1975	191	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	22413,9	6724,2	29138,0	2031-2036
ТК-3-ТК-52	Подземная в непроходных каналах	1988	291	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	34148,9	10244,7	44393,5	2031-2036
П-3-Нас, № 4	Подземная в непроходных каналах	1976	322,8	0,72	0,7	176616	1,18	1,02	1,06	72736,4	21820,9	94557,3	2031-2036
ТК-26-УТ-1	Подземная в непроходных каналах	1977	151	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	17719,9	5316,0	23035,8	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	76	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	11064,1	3319,2	14383,4	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	292	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	31854,8	9556,4	41411,2	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	202,3	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	15587,3	4676,2	20263,5	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	32	0,108	0,1	53704,33	1,18	1,02	1,06	2192,5	657,8	2850,3	2031-2036
ТК-86/3-Нас, № 3	Подземная в непроходных каналах	1973	171	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	15726,9	4718,1	20444,9	2031-2036
ТК-76/3-Нас, № 2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	12545,5	3763,7	16309,2	2031-2036
ТК-63Б-больница Севрыба	Подземная в непроходных каналах	1989	1026	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	111928,1	33578,4	145506,5	2031-2036
ЮК-П-1А	Надземная	1998	125	0,82	0,8	119058,33	1,18	1,02	1,06	18987,1	5696,1	24683,2	2037-2042
Перемычка П-1Б-УТ-1	Надземная	2000	200	0,72	0,7	100277,69	1,18	1,02	1,06	25587,2	7676,2	33263,3	2037-2042

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, мм	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2023, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-38-ТК-88/3	Подземная в непроходных каналах	2001	957,5	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	139393,6	41818,1	181211,7	2037-2042
ТК-56-ТК-58	Подземная в непроходных каналах	1998	317	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	54575,9	16372,8	70948,7	2037-2042
ТК-7-ТК-8	Подземная в непроходных каналах	1998	179	0,48	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	30817,3	9245,2	40062,5	2037-2042
ТК-32-ТК-32А	Подземная в непроходных каналах	2003	227	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	24763,8	7429,1	32193,0	2037-2042
ТК-38-ТК-56	Подземная в непроходных каналах	2009	271	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	46656,4	13996,9	60653,3	2037-2042
ТК-58-ТК-59	Подземная в непроходных каналах	2012	250	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	43040,9	12912,3	55953,2	2037-2042
Восточная котельная													
П-5А-УТ-2	Подземная в непроходных каналах	1994	330	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	38725,5	11617,7	50343,2	2031-2036
Т/с гараж "МЭЛС"	Подземная в непроходных каналах	1989	260	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	20033,1	6009,9	26043,0	2031-2036
Т/сеть Молкомбинат	Подземная в непроходных каналах	1985	482	0,159	0,15	60393,05	1,18	1,02	1,06	37138,3	11141,5	48279,8	2031-2036
приборы учета - П-5	Подземная в непроходных каналах	1985	1064,14	0,72	0,7	176616	1,18	1,02	1,06	239782,2	71934,6	311716,8	2031-2036
ТК-109/2-ТК-112/2	Подземная в непроходных каналах	1989	413	0,53	0,5	134944	1,18	1,02	1,06	71103,6	21331,1	92434,7	2031-2036
ТК-107/2-ТК-109/2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	13495,3	4048,6	17543,8	2031-2036
ТК-94/2-ТК-92/2	Подземная в непроходных каналах	1984	42	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	3862,7	1158,8	5021,6	2031-2036
ТК-101/2-Бойл,н,Плато	Подземная в непроходных каналах	1995	198	0,273	0,25	85507,39	1,18	1,02	1,06	21600,2	6480,0	28080,2	2031-2036
ТК-15-ТК-78/2	Подземная в непроходных каналах	1996	310	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	45130,1	13539,0	58669,1	2031-2036
ТК-78/2-ТК-76/2	Подземная в непроходных каналах	1992	204	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	29698,5	8909,5	38608,0	2031-2036
П-8А-ТК-92/1	Подземная в непроходных каналах	1995	923	0,63	0,6	155780	1,18	1,02	1,06	183443,1	55032,9	238476,1	2031-2036
ВК-УТ-4	Подземная в непроходных каналах	1980	112	0,426	0,4	114108	1,18	1,02	1,06	16305,1	4891,5	21196,6	2031-2036
УТ-2-УТ-3	Подземная в непроходных каналах	1994	72	0,219	0,2	72087,21	1,18	1,02	1,06	6621,8	1986,6	8608,4	2031-2036
ТК-96/2-ТК-101/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,325	0,3	91980,36	1,18	1,02	1,06	25582,3	7674,7	33257,0	2037-2042

Как определено в Главе 12 Обосновывающих материалов, источником финансирования мероприятий в рамках данной группы проектов является статья "амортизационные отчисления" в тарифе на тепловую энергию.

Доля ветхих тепловых сетей в общем количестве сетей, подлежащих замене, в течение расчетного срока Схемы теплоснабжения очень значительна. Необходимые затраты на реконструкцию ветхих тепловых сетей многократно превышают величину амортизационных отчислений в тарифе на тепловую энергию, устанавливаемом для теплоснабжающих организаций. Таким образом, мероприятия на реконструкцию ветхих тепловых сетей не могут быть в полном объеме профинансированы без привлечения дополнительных источников финансирования.

Причиной сложившейся ситуации является недофинансирование реконструкции ветхих тепловых сетей в предыдущие годы. Во избежание превышения предельных индексов роста тарифа на тепловую энергию для конечных потребителей рекомендуется в качестве источника финансирования мероприятий по реконструкции ветхих тепловых сетей рассмотреть бюджет г. Мурманска. Все другие источники финансирования, в том числе инвестиционная составляющая, неизбежно приведут к недопустимому росту тарифа.

Альтернативным вариантом финансирования реконструкции ветхих тепловых сетей является привлечение денежных средств теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций с последующей передачей тепловых сетей на баланс данных организаций.

Своевременная замена ветхих тепловых сетей позволяет поддерживать тепловые сети в удовлетворительном состоянии, обеспечивает нормативную надежность системы теплоснабжения, значительно снижает повреждаемость тепловых сетей.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №6 по теплоснабжающим организациям приведены в таблицах 114 - 117.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 25461,9 млн. руб. и по второму – 25018,4 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2023 – 2042 гг.

Таблица 114 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	75,5	180,8	123,8	93,5	74,4	71,8	70,5	65,5	533,4	441,4	1730,8
Оборудование	млн. руб.	-	723,8	1733,6	1187,1	896,8	713,8	688,3	675,9	628,3	5114,2	4232,3	16594,0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	311,3	745,6	510,6	385,7	307,0	296,0	290,7	270,2	2199,7	1820,3	7137,2
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	1110,7	2660,0	1821,5	1376,0	1095,2	1056,1	1037,1	964,1	7847,3	6494,0	25461,9
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
НДС	млн. руб.	-	222,1	532,0	364,3	275,2	219,0	211,2	207,4	192,8	1569,5	1298,8	5092,4
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1332,8	3192,0	2185,8	1651,2	1314,3	1267,3	1244,5	1156,9	9416,7	7792,8	30554,3

Таблица 115 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	-	85,0	49,7	24,2	15,3	12,7	11,4	6,4	225,4	134,8	565,0
Оборудование	млн. руб.	-	-	815,1	476,9	231,6	147,0	121,5	109,2	61,6	2161,0	1292,8	5416,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	-	350,6	205,1	99,6	63,2	52,3	47,0	26,5	929,5	556,0	2329,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	-	1250,8	731,8	355,4	225,6	186,5	167,5	94,5	3315,9	1983,7	8311,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	-	250,2	146,4	71,1	45,1	37,3	33,5	18,9	663,2	396,7	1662,3
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	-	1500,9	878,2	426,4	270,8	223,8	201,0	113,4	3979,0	2380,4	9973,89
АО «МЭС»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	75,5	95,8	74,1	69,4	59,1	59,1	59,1	59,1	308,0	306,6	1165,8
Оборудование	млн. руб.	-	723,8	918,4	710,2	665,2	566,7	566,7	566,7	566,7	2953,2	2939,5	11177,2
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	311,3	395,0	305,5	286,1	243,8	243,8	243,8	243,8	1270,2	1264,3	4807,4
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	1110,7	1409,3	1089,7	1020,6	869,6	869,6	869,6	869,6	4531,4	4510,4	17150,4
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
НДС	млн. руб.	-	222,1	281,9	217,9	204,1	173,9	173,9	173,9	173,9	906,3	902,1	3430,1
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1332,8	1691,1	1307,6	1224,7	1043,5	1043,5	1043,5	1043,5	5437,7	5412,5	20580,4

Таблица 116 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	66,8	176,4	122,5	89,8	70,7	68,1	66,8	61,8	486,6	491,1	1700,6
Оборудование	млн. руб.	-	640,3	1691,3	1174,0	861,2	678,2	652,7	640,3	592,7	4665,3	4708,7	16304,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	275,4	727,4	505,0	370,4	291,7	280,7	275,4	254,9	2006,6	2025,3	7012,9
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	982,5	2595,2	1801,4	1321,4	1040,7	1001,5	982,5	909,5	7158,5	7225,1	25018,4
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
НДС	млн. руб.	-	196,5	519,0	360,3	264,3	208,1	200,3	196,5	181,9	1431,7	1445,0	5003,7
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1179,0	3114,2	2161,7	1585,7	1248,8	1201,8	1179,1	1091,4	8590,2	8670,1	30022,1

Таблица 117 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	-	85,0	49,7	24,2	15,3	12,7	11,4	6,4	175,7	184,5	565,0
Оборудование	млн. руб.	-	-	815,1	476,9	231,6	147,0	121,5	109,2	61,6	1684,5	1769,2	5416,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	-	350,6	205,1	99,6	63,2	52,3	47,0	26,5	724,5	761,0	2329,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	-	1250,8	731,8	355,4	225,6	186,5	167,5	94,5	2584,8	2714,7	8311,58
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	-	250,2	146,4	71,1	45,1	37,3	33,5	18,9	517,0	542,9	1662,3
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	-	1500,9	878,2	426,4	270,8	223,8	201,0	113,4	3101,7	3257,7	9973,9
АО «МЭС»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	66,8	91,4	72,7	65,7	55,4	55,4	55,4	55,4	310,9	306,6	1135,6
Оборудование	млн. руб.	-	640,3	876,2	697,1	629,6	531,2	531,2	531,2	531,2	2980,8	2939,5	10888,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	275,4	376,8	299,8	270,8	228,5	228,5	228,5	228,5	1282,0	1264,3	4683,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	982,5	1344,4	1069,6	966,1	815,0	815,0	815,0	815,0	4573,7	4510,4	16706,8
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
НДС	млн. руб.	-	196,5	268,9	213,9	193,2	163,0	163,0	163,0	163,0	914,7	902,1	3341,4
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1179,0	1613,3	1283,5	1159,3	978,0	978,0	978,0	978,0	5488,4	5412,5	20048,2

6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Реализация проектов, входящих в состав группы проектов №7 направлены на обеспечение устойчивого теплогидравлического режима передачи тепловой энергии от источников до потребителей.

Состав группы проектов № 7 «Строительство и реконструкция насосных станций» по Сценарию 1 приведён ниже:

1. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную – более 1500 т/ч. При реализации данного мероприятия также потребуется выполнить реконструкцию на объектах АО «Мурманэнергосбыт», а также в тепловых пунктах потребителей. Объем реконструкции должен быть определен на стадии разработки проекта переключения нагрузки.

2. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 150,0 м, давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя».

Сценарий 2 предполагает следующие мероприятия:

1. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную – более 1500 т/ч;

2. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 150,0 м вод.ст., давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м вод.ст.. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя»;

3. Строительство насосной станции новой угольной Южной котельной на месте старой котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+30 на подаче и +30 на обратном) и производительностью 5200 т/ч;

4. Строительство насосной станции новой угольной котельной «Северная-Восточная» на месте котельной «Северная» для увеличения располагаемого напора на 70 м (+30м на подаче). Производительностью НС 3200 т/ч;

5. Строительство насосной станции новой угольной котельной «Северная-Восточная» на месте Восточной котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+20 на подаче и +20 на обратном). Производительностью НС 3500 т/ч.

В настоящем разделе приведены результаты оценки финансовых потребностей для двух вариантов.

Таблица 118 – Затраты на реализацию мероприятий по группе №7 по АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование мероприятия	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого, млн. руб.
Реконструкция насосной станции №7, источник теплоснабжения Восточная котельная	0,9	32,77	32,77	32,77	32,77				131,98
Монтаж кабельной линии 0,4 кВ для резервного электроснабжения насосной станции №8 (Южная котельная)	1,325								1,325
Итого	2,225	32,77	32,77	32,77	32,77	0	0	0	133,305

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №7 по Сценариям приведены в таблицах 119 - 122. Сводные капитальные затраты этой группы проектов составят по сценарию 1 – 109,98 млн. руб, по второму – 521,08 млн.руб. Проекты предполагаются к реализации в течение 2023 – 2028 гг.

Таблица 119 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,75
Оборудование	млн. руб.	0	0	19,1	19,1	19,1	19,1	0	0	0	0	0	76,46
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	8,2	8,2	8,2	8,2	0	0	0	0	0	32,77
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0,75	27,31	27,31	27,31	27,31	0	0	0	0	0	109,98
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,15	5,46	5,46	5,46	5,46	0	0	0	0	0	22,00
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0,90	32,77	32,77	32,77	32,77	0	0	0	0	0	131,98

Таблица 120 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,75
Оборудование	млн. руб.	0	0	19,1	19,1	19,1	19,1	0	0	0	0	0	76,46
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	8,2	8,2	8,2	8,2	0	0	0	0	0	32,77
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0,75	27,31	27,31	27,31	27,31	0	0	0	0	0	109,98
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0,15	5,46	5,46	5,46	5,46	0	0	0	0	0	22,00
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0,90	32,77	32,77	32,77	32,77	0	0	0	0	0	131,98

Таблица 121 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,75	0,00	0,00	28,00	0,00	0	0	0	0	0	28,75
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,00	19,12	19,12	19,12	286,92	0	0	0	0	0	344,26
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0,0	0,00	8,19	8,19	8,19	123,49	0	0	0	0	0	148,07
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,75	27,31	27,31	55,31	410,41	0	0	0	0	0	521,08
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0,00
НДС	млн. руб.	0,0	0,15	5,46	5,46	11,06	82,08	0	0	0	0	0	104,22
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0,0	0,90	32,77	32,77	66,37	492,49	0	0	0	0	0	625,30

Таблица 122 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»													
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0,75	0,00	0,00	9,30	0,0	0	0	0	0	0	10,05
Оборудование	млн. руб.	0	0,00	19,12	19,12	19,12	108,42	0	0	0	0	0	165,76
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0,00	8,19	8,19	8,19	46,59	0	0	0	0	0	71,17
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0,75	27,31	27,31	36,61	155,01	0	0	0	0	0	246,98
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0,00
НДС	млн. руб.	0	0,15	5,46	5,46	7,32	31,00	0	0	0	0	0	49,40
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0,90	32,77	32,77	43,93	186,01	0	0	0	0	0	296,38
Неопределенная организация													
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0	18,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	178,5	0	0	0	0	0	178,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	76,9	0	0	0	0	0	76,9
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	18,7	255,4	0	0	0	0	0	274,1
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,1	0	0	0	0	0	54,82
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	22,4	306,5	0	0	0	0	0	328,92

РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству входящие в состав группы проектов №8 и направлены на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения.

В настоящее время, открытая система горячего водоснабжения на территории г. Мурманска применяется в системе теплоснабжения от котельной «Северная».

В соответствии Федеральным законом N 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с учетом изменений от 30 декабря 2021 г.), законодательством Российской Федерации урегулированы положения, обеспечивающие надлежащий температурный режим подаваемой горячей воды и, как следствие, отсутствие условий для содержания бактерий в открытых системах горячего водоснабжения. Из указанного следует, что в случае, если открытые системы обеспечивают выполнение нормативных требований к горячей воде, то реализация мероприятий по "закрытию" открытой системы горячего водоснабжения по такой причине необязательна.

Законопроектом предусматривается признание утратившей силу нормы, устанавливающей запрет на осуществления горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) с 1 января 2022 г., но одновременно сохраняется действие нормы части 8 статьи 29 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", исключающей возможность подключения объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, что позволит обеспечить постепенное строительство закрытых систем горячего водоснабжения.

Проектом схемы теплоснабжения муниципального образования предусмотрен перевод потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения. В ходе

проработки вопроса перевода на закрытую систему горячего водоснабжения рассмотрено два варианта:

- переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной «Северная» и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя;
- переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

Установка теплообменников ГВС в существующих зданиях ЦТП

В зоне действия котельной «Северная» на сегодняшний день организовано 5 ЦТП.

ЦТП №1 – обеспечивает тепловой энергией историческую застройку по пр. Героев-Североморцев. В зоне действия ЦТП №1 расположен 31 потребитель суммарной тепловой нагрузкой 1,6365 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у 3 из них, а именно:

1. Муниципальное образовательное учреждение Школа-интернат №1 с подключенной нагрузкой 0,1902 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0142 Гкал/ч;
2. Детский сад №39 с подключенной нагрузкой 0,0626 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0076 Гкал/ч;
3. Детский сад №149 с подключенной нагрузкой 0,055 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,001 Гкал/ч.

Прочие жилые дома в зоне действия ЦТП №1 не имеют централизованного горячего водоснабжения.

В такой ситуации переоборудование ЦТП №1 для организации закрытой схемы ГВС является нерациональным.

Схемой теплоснабжения предлагается предусмотреть переключение данных потребителей на тепломагистраль по ул. Чумбарова-Лучинского с организацией закрытой схемы ГВС в ИТП потребителей. Для такого переключения требуется строительство тепловой сети 2Ду 80 протяженностью 250 м от тепломагистрали до потребителей.

ЦТП №2 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: пр. Героев-Североморцев – ул. Чумбарова-Лучинского – ул. Калинина – ул. Кирпичная. В зоне действия ЦТП№2 расположены 15 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,467 Гкал/ч. Централизованное горячее водоснабжение у потребителей не осуществляется.

ЦТП №3 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: Бредова - Капустина. В зоне действия ЦТП№3 расположены 7 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,304 Гкал/ч. Централизованное горячее водоснабжение у потребителей не осуществляется.

ЦТП №4 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: пр. Героев-Североморцев – ул. Александра Невского – ул. Калинина – ул. Кирпичная. В зоне действия ЦТП№4 расположены 6 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,3913 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у всех потребителей.

В случае отсутствия программ по расселению жителей данных домов и их сносу, схемой теплоснабжения предлагается предусмотреть модернизацию данного ЦТП с установкой пластинчатых теплообменников ГВС. Теплосети после ЦТП должны быть переложены с использованием неметаллических трубопроводов. Протяженность перекладываемых участков составляет 330 м.

При использовании стальных трубопроводов ГВС увеличиваются требования к качеству теплоносителя, подаваемого по этим трубопроводам. При реконструкции ЦТП с установкой теплообменников ГВС и организации четырёхтрубной схемы ГВС использование стальных трубопроводов ГВС приводит к увеличению операционных и капитальных затрат на установку дополнительного оборудования для подготовки воды на ГВС. В связи с вышеизложенным, рекомендуется предусмотреть строительство трубопроводов ГВС из полимерных материалов.

Основные преимущества использования полимерных материалов:

1. Не подвергаются коррозии;
2. Надёжность и долговечность (срок эксплуатации составляет 50 лет);
3. Стоимость полиэтиленовых труб ниже стоимости стальных и чугунных при эквивалентной пропускной способности;

4. Полимерные трубы морозоустойчивы, химически и электрически нейтральны, коэффициент шероховатости в несколько раз ниже стали и чугуна, количество отложений на стенках в процессе эксплуатации значительно меньше;

5. Полимерные трубы устойчивы к подвижкам грунта в связи с высоким коэффициентом линейного удлинения;

6. Простота монтажа, которая уменьшает его себестоимость благодаря уменьшению затрат на мощную погрузочную технику и оплату труда;

ЦТП №5 - обеспечивает тепловой энергией промышленную и коммерческую застройку в промзоне по ул. Лобова - ул. Позднякова. В зоне действия ЦТП№5 расположены 5 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,9538 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у всех потребителей по закрытой схеме.

Состав группы проектов для рассмотренного выше варианта организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя представлен в таблице 123.

Таблица 123 – Состав группы проектов №8 (организация 4-х трубной схемы теплоснабжения)

Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб-да, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2022, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.
ЦТП №4 - ТК-274	13,72	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	586,4
ТК-274 - ТК-273	24,26	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	1036,9
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	9,83	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	420,1
ТК-273 - ТК-272	51,86	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	2216,5
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	7,5	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	320,6
ТК-272 - ТК-271	26,55	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	1134,8
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	20,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	886,4
ТК-271 - ТК-270	30,81	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	1316,8
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	7,52	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	321,4
ТК-270 - ТК-269	28,56	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	1220,7
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	10,45	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	446,6
ТК-269 - ТК-268	53,42	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	2283,2
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	48,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	34 078,20	1,16	1,02	1,06	2083,2
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	70	0,07	Подземная, в непроходных каналах	39 968,10	1,16	1,02	1,06	3508,9
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	250	0,08	Подземная, в непроходных каналах	42 291,93	1,16	1,02	1,06	13260,6

В настоящий момент в г. Мурманске действует программа перевода на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) многоквартирных домов в Ленинском административном округе г.Мурманска, утвержденная постановлением Правительства Мурманской области от 17.01.2022 № 21-ПП.

Участниками данной программы являются:

- АО «Мурманскэнергосбыт»;
- ГОУП «Мурманскводоканал»;
- НКО «Фонд капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Мурманской области»;
- МУП «Североморскводоканал»;
- Управляющие компании.

Целью данной программы является обеспечение жителей Ленинского административного округа г. Мурманска качественной горячей водой.

Основной задачей является перевод системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) Ленинского административного округа г. Мурманска с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую.

Данная программа разделена на два этапа со сроками реализации:

- первый этап: 2021 г. (завершен);
- второй этап: 2022-2025 гг.

Стоимость работ за весь период реализации программы в ценах соответствующих лет составляет 2 691 283,16 тыс. рублей, в том числе:

- на 2021 год - 75 034,54 тыс. рублей;
- на 2022 год - 779 965,49 тыс. рублей;
- на 2023 год - 942 305,13 тыс. рублей;
- на 2024 год - 485 593,47 тыс. рублей;
- на 2025 год - 408 384,53 тыс. рублей;

Программа включает в себя такие мероприятия:

- проведение работ по реконструкции системы теплоснабжения в зоне деятельности АО «Мурманскэнергосбыт»;
- проведение работ по замене сетей водоснабжения в зоне деятельности ГОУП «Мурманск водоканал» и МУП «Североморскводоканал»;

- ремонт в многоквартирных домах тепловых пунктов с полной заменой оборудования в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах, расположенных на территории Мурманской области.

I этап программы предусматривал перевод на закрытую систему 29 многоквартирных домов без необходимости проведения работ в зоне деятельности ресурсоснабжающих организаций. Из резервного фонда правительства Мурманской области были выделены средства в размере 75 034 537,20 рубля для перечисления некоммерческой организации «Фонд капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах в Мурманской области» в виде субсидий на реализацию мероприятий по проведению замены индивидуальных тепловых пунктов в 29 многоквартирных домах для своевременного выполнения работ по переходу на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) в Ленинском административном округе города.

Таблица 124 - Перечень многоквартирных домов, перевод на закрытую систему которых реализован в 2021 году

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
1	ул. Александра	2
2	ул. Александра	4/1
3	ул. Александра	6
4	ул. Александра	8
5	ул. Александра	10
6	ул. Александра	12
7	ул. Александра	14
8	ул. Александра	16
9	ул. Александра	18
10	ул. Александра	20
11	ул. Александра	22
12	ул. Александра	24/1
13	пр-д Ивана Халатина	4
14	пр-д Ивана Халатина	8
15	пр-д Ивана Халатина	10
16	пр-д Ивана Халатина	12
17	пр-д Ивана Халатина	14
18	пр-д Ивана Халатина	16
19	пр-д Ивана Халатина	20
20	ул. Аскольдовцев	3
21	ул. Аскольдовцев	5
22	ул. Аскольдовцев	11
23	ул. Аскольдовцев	15
24	ул. Аскольдовцев	17
25	ул. Аскольдовцев	19
26	ул. Чумбарова-Лучинского	16
27	ул. Чумбарова-Лучинского	18
28	ул. Чумбарова-Лучинского	20
29	ул. Чумбарова-Лучинского	24

II этап программы предполагает проведение мероприятий в зоне деятельности ресурсоснабжающих организаций. Перечни мероприятий ресурсоснабжающих организаций представлены в таблицах ниже.

Установка теплообменников ГВС непосредственно в ИТП потребителей

В зоне действия котельной «Северная» и ТЦ «Росляково-1» 559 ИТП потребителей подключены по элеваторной схеме и имеют открытую систему ГВС.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей предлагается организация закрытой схемы ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей и установкой теплообменников на ГВС. Расчет затрат на данное мероприятие выполнен на основе Постановления Правительства Мурманской области от 31.03.2014 N 170-ПП (с изменениями от 13.07.2022 г.) "Об установлении размера предельной стоимости услуг и (или) работ по капитальному ремонту общего имущества в многоквартирном доме, которая может оплачиваться НКО "ФКР МО" за счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт", которым установлена предельная стоимость замены теплообменника в МКД в размере 2771,34 тыс. руб.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2022 по 2025 годы.

По состоянию на 01.02.2023 г., в рамках реализации программы было смонтировано 165 т/о в 136 МКД; всего от котельной «Северная» смонтировано 184 т/о в 154 МКД.

Затраты на организацию закрытой схемы ГВС в ИТП каждого потребителя за период с 2023 по 2025 год приведены в п.9.1.2 Главы 9 Обосновывающих материалов «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения». Суммарные капиталовложения в модернизацию ИТП потребителей оцениваются в 1005996,5 тыс. руб.

Для создания потребителям условий, обеспечивающих переход на закрытую схему теплоснабжения (горячего водоснабжения), на источнике, тепловых сетях и объектах на них (ЦТП) схемой теплоснабжения предусматривается проведение ряда мероприятий необходимых для оптимизации гидравлического режима работы от котельных «Северная» и ТЦ «Росляково-1» в зоне деятельности АО «Мурманэнергосбыт», а также мероприятия по реконструкции водопроводных

сетей в зоне деятельности ГОУП «Мурманскводоканал» и МУП «Североморскводоканал». Перечень требуемых мероприятий представлен в таблице 125.

Таблица 125 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная»

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование	Количество оборудования, шт. Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
1	Котельная «Северная»						
1.1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	1	Проект	проект/СМР			
1.2	Замена подогревателей сетевой воды ПСВ-315	2		Проект	СМР		
1.3	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	4		Проект	СМР		
1.4	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,	2	Проект	СМР			
1.5	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	2		Проект	СМР		
1.6	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	3		Проект	СМР		

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование		Количество оборудования, шт Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
2	ЦТП							
2.1	ЦТП 175 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.2		Замена сетевого насоса СН-3	1	Проект	СМР			
2.3	ЦТП 171 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.4	ЦТП 203 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.5	ЦТП 207 кв.	Установка сетевых насосов	3	Проект	СМР			
2.6	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС	1	Проект	СМР			
3	Участки тепловых сетей							
3.1	Перекладка тепловых сетей		2134		Проект	Проект/СМР	СМР	СМР
	Итого стоимость работ, тыс. руб		701 592,695		345533,918	259739,695	72739,362	23579,72

Таблица 126 - Перечень мероприятий по обеспечению качественного горячего водоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование	Количество оборудования, шт Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
1	Котельная ТЦ «Росляково-1»						
1.1	Замена сетевых насосов	2		Проект	СМР		
2	Участки тепловых сетей						
2.1	Перекладка тепловых сетей	2266		Проект	СМР		
Итого стоимость работ, тыс. руб		80 413,2		4533,6	75879,6		

Ориентировочные затраты на мероприятия в зоне ответственности АО «МЭС» составляют 782 005,895 тыс. руб. с учетом НДС в текущих ценах. Окончательная стоимость работ будет определена по результатам разработки проектной документации.

Потребность в финансировании из областного бюджета составит (в ценах соответствующих лет):

Итого	2022	2023	2024	2025
748728,22	354825,75	276265,36	87826,57	29810,54

В рамках инвестиционной программы ГОУП «Мурманскводоканал» в сфере водоснабжения на 2021-2040 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 27.10.2020 N187, предусмотрены мероприятия по реконструкции водопроводных сетей в целях перевода открытой системы горячего водоснабжения Ленинского административного округа города Мурманска на закрытую.

Специалистами ГОУП «Мурманскводоканал» проведено обследование многоквартирных домов, определены протяжённость сетей водоснабжения, требующих замены. Сведения о необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

Таблица 127 - Сведения о протяжённости водопроводных сетей, подлежащих замене при реализации мероприятий по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения, и необходимом объеме финансирования за период с 2022 по 2025 год

Период	Протяженность трубопроводов к замене (м.п.)	Стоимость (тыс. руб)
Замена вводов в многоквартирные дома		
2022	1617,9	16181,77
2023	1550,5	15656,79
2024	1318,8	13452,63
2025	1139	11742,86
Замена внутриквартальных и магистральных сетей водоснабжения		
2022	7125	64503,84
2023	8500	82907,35
2024	6200	61665,76
2025	6675	61690,68
Суммарная стоимость затрат		327801,66

По результатам проведённого обследования сетей водоснабжения в жилом районе Росляково, установлена необходимость реализация мероприятий по

реконструкции сетей водоснабжения, сведения о протяжённости и необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

Таблица 128 - Перечень мероприятий по реконструкции водопроводных сетей в жилом районе Росляково

№ п/п	Реконструируемый участок сети водоснабжения	Протяженность, м.п.	2022 тыс. руб.	2023 тыс. руб.
1	Реконструкция участка сети по ул. Приморской Ду=500 мм	320	1500	5481,33
2	Реконструкция участка сети по ул. Советской (от В-1 до В-6) Ду=200 мм	465		7340,99
3	Реконструкция участка сети по ул. Совесткой (от МКД № 15 до МКД № 19) Ду=80 мм	34		647,07
Итого стоимость работ			1500	13 496,39
Общая стоимость работ в текущих ценах			14 996,39	

Таким образом, полный состав группы проектов для организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной с последующей организацией четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, затраты на оснащение многоквартирных жилых домов автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами без теплообменников ГВС и реконструкцию сетей водоснабжения и перечни мероприятий ресурсоснабжающих организаций представлены в таблицах выше соответственно.

7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

В качестве возможных вариантов перехода на закрытую схему в схеме теплоснабжения рассмотрен перевод либо посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующей организации четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, либо оснащением многоквартирных жилых домов без теплообменников ГВС автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами.

РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе

В рамках разработки схемы теплоснабжения на 2023-2042 год, представлены три наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на твердом топливе;
2. Сценарий 2: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию (базируется на сценарии, разработанном в рамках Комплексного инвестиционного проекта модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы).
3. Сценарий 3. Газификация Мурманской области.

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования магистрального сетевого газа, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с газодобывающей компанией ПАО «Газпром» и возможны к реализации после окончательного согласования Схемы газоснабжения и газификации города Мурманска, и внесения изменений в документы территориального планирования.

К детальному рассмотрению сценария, учитывающего газификацию Мурманской области, следует вернуться при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 129–130.

Таблица 129 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	173,76	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	749,74	774,75	796,50	813,46	813,47	813,47	813,56	711,51	711,51	711,51	711,51	711,51
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	119,96	123,59	127,07	129,79	129,80	129,80	129,81	111,32	111,32	111,32	111,32	111,32
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	160,01	159,52	159,54	159,55	159,56	159,56	159,55	156,45	156,45	156,45	156,45	156,45
Расход натурального топлива	тыс. т	87,33	89,97	92,51	94,48	94,49	94,49	94,50	81,04	81,04	81,04	81,04	81,04
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у,т} /ч	27802,88	27717,82	28062,58	28642,56	28655,03	28655,03	28654,03	24006,44	24006,44	24006,44	24006,44	24006,44
Южная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	214,24	214,24	217,24	223,07	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	901,93	968,16	958,72	981,24	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	142,22	152,46	151,01	154,55	158,46	158,46	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50	158,50
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	157,68	157,47	157,51	157,51	157,53	157,53	157,55	157,55	157,55	157,55	157,55	157,55
Расход натурального топлива	тыс. т	105,06	112,63	111,56	114,18	117,07	117,07	117,10	117,10	117,10	117,10	117,10	117,10
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у,т} /ч	33781,86	33736,40	34217,68	35134,90	35853,21	35853,21	35858,63	35858,63	35858,63	35858,63	35858,63	35858,63
Восточная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	124,31	124,31	124,97	130,15	130,79	130,79	130,79	176,93	176,93	176,93	176,93	176,93
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	496,39	510,12	478,21	499,30	502,17	501,82	500,98	601,50	704,83	704,83	704,83	704,83
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	78,43	82,01	80,33	83,84	84,24	84,27	84,28	100,20	116,56	116,56	116,56	116,56
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	158,00	160,77	167,98	167,92	167,75	167,93	168,23	166,58	165,38	165,38	165,38	165,38
Расход натурального топлива	тыс. т	58,03	60,68	59,43	62,03	62,32	62,35	62,35	74,13	86,24	86,24	86,24	86,24
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у,т} /ч	19641,09	19984,77	20992,07	21855,15	21939,32	21962,63	22002,18	29473,90	29261,17	29261,17	29261,17	29261,17
Котельная «Северная»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	157,59	158,97	158,97	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	587,96	613,21	608,68	627,54	631,86	631,86	735,72	735,72	735,72	735,72	735,72	735,72
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	95,43	100,20	99,08	102,05	102,73	102,73	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98
Удельный расход условного топлива на выработку	кг _{у,т} /Гкал	162,31	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
тепловой энергии													
Расход натурального топлива	тыс. т	70,26	73,77	72,94	75,13	75,63	75,63	87,60	87,60	87,60	87,60	87,60	87,60
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	24620,11	24785,28	24785,28	25750,98	25976,47	25976,47	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48
Котельная «Роста»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,74	23,74	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	102,42	102,42	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51	103,51
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	17,00	17,00	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	165,99	165,99	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15	166,15
Расход натурального топлива	тыс. т	12,46	12,46	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3939,86	3939,86	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79	3976,79
Котельная «Абрам-Мыс»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27
Расход условного топлива	тыс. ту.т	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91
Расход натурального топлива	тыс. т	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57
Расход условного топлива	тыс. ту.т	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89
Расход натурального топлива	тыс. т	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,42	8,42	8,42	8,42	8,37	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
Расход условного топлива	тыс. ту.т	3,22	3,22	3,22	1,50	1,50	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	382,49	382,49	382,49	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58
Расход натурального топлива	тыс. т	4,41	4,41	4,41	2,06	2,05	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	749,84	749,84	749,84	350,08	350,08	350,08	350,08	350,08	350,08	350,08	350,08	350,08
Котельная «Фестивальная»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,99	10,91	10,91	10,91	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54
Расход условного топлива	тыс. ту.т	1,70	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	154,72	154,68	154,68	154,68	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02
Расход натурального топлива	тыс. т	1,24	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	441,50	441,37	441,37	441,37	456,62	456,62	456,62	456,62	456,62	456,62	456,62	456,62
Угольная котельная МУП «МУК»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Расход условного топлива		1,23	1,23	1,23	1,23	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Уголь	тыс. ту.т	1,23	1,23	1,23	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. ту.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	283,00	276,62	276,62	276,62								
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал					144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,58	2,53	2,53	2,53								
Электроэнергия	млн. кВт*ч					5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг _{у.т} /ч	328,56	321,16	321,16	321,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18
Дизельная котельная МУП «МУК»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	2,99	3,13	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Расход условного топлива		0,32	0,34	0,34	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Дизель	тыс. т _{у.т}	0,32	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16	155,16
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Максимальный часовой расход условного топлива													
Дизель	кг _{у.т} /ч	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23	136,23
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43
Котельная АО «ММТП»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,41	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	18,41
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,00	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,00
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36
Расход натурального топлива	тыс. т	2,19	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,19
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06
Котельная АО «Завод ТО ТБО»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	82,43	93,23	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	82,43
Расход условного топлива		10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	10,57
Мазут	тыс. ту.т												
Твердое топливо (ТБО)	тыс. ту.т	10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	10,57
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	228,34	210,52	190,48	188,33	187,98	187,64	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	228,34
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т												
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	59,05	66,79	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	59,05

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг _{у.т} /ч	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /ч	3518,68	3244,10	2935,33	2902,09	2896,79	2891,55	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	3518,68
Котельная №22													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66
Расход натурального топлива	тыс. т	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97

Таблица 130 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	173,76	173,76	175,90	179,52	179,59	179,59	179,59	153,44	153,44	153,44	153,44	153,44
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	749,74	774,75	796,50	813,46	813,47	813,47	813,56	711,51	711,51	711,51	711,51	711,51
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	119,96	123,59	127,07	129,79	129,80	129,80	129,81	111,32	111,32	111,32	111,32	111,32
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	160,01	159,52	159,54	159,55	159,56	159,56	159,55	156,45	156,45	156,45	156,45	156,45
Расход натурального топлива	тыс. т	87,33	89,97	92,51	94,48	94,49	94,49	94,50	81,04	81,04	81,04	81,04	81,04
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у,т} /ч	27802,88	27717,82	28062,58	28642,56	28655,03	28655,03	28654,03	24006,44	24006,44	24006,44	24006,44	24006,44
Южная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	214,24	214,24	217,24	223,07	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60	227,60
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	901,93	968,16	958,72	981,24	1005,95	1005,95	1006,06	989,85	989,85	989,85	989,85	989,85
Расход условного топлива		142,22	152,46	151,01	154,55	158,46	158,46	179,68	176,79	176,79	176,79	176,79	176,79
Мазут	тыс. Т _{у,т}	142,22	152,46	151,01	154,55	158,46	158,46						
Уголь	тыс. Т _{у,т}							179,68	176,79	176,79	176,79	176,79	176,79
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у,т} /Гкал	157,68	157,47	157,51	157,51	157,53	157,53						
Уголь	кг _{у,т} /Гкал							178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	105,06	112,63	111,56	114,18	117,07	117,07						
Уголь	тыс. т							233,35	229,59	229,59	229,59	229,59	229,59
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг _{у,т} /ч	33781,86	33736,40	34217,68	35134,90	35853,21	35853,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг _{у,т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40649,92	40649,92	40649,92	40649,92	40649,92	40649,92
Восточная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	134,18	126,85	128,47	127,97	127,97	127,97	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»					
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	489,18	547,95	508,94	458,34	457,65	464,59						
Расход условного топлива	тыс. Т _{у,т}	77,55	86,10	78,85	70,13	70,02	71,21						
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у,т} /Гкал	158,53	157,14	154,93	153,02	152,99	153,27						
Расход натурального топлива	тыс. т	55,90	62,65	57,55	51,19	51,11	51,98						

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	21271,48	19933,05	19903,25	19581,74	19578,07	19614,51						
Котельная «Северная»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	157,59	158,97	158,97	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»					
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	587,96	613,21	608,68	627,54	631,86	631,86						
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	95,43	100,20	99,08	102,05	102,73	102,73						
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	162,31	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40						
Расход натурального топлива	тыс. т	70,26	73,77	72,94	75,13	75,63	75,63						
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	24620,11	24785,28	24785,28	25750,98	25976,47	25976,47						
Котельная «Роста»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»							
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	101,58	103,40	103,40	103,39								
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	15,56	16,82	16,87	16,86								
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	162,60	162,70	163,12	163,12								
Расход натурального топлива	тыс. т	11,44	12,36	12,40	12,40								
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3783,33	3785,80	3795,53	3795,53								
Котельная «Абрам-Мыс» (Сценарий 2а)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26	11,26
Расход условного топлива		2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80							
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}						1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91							
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал						144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05							
Электроэнергия	тыс. т						13,18	13,18	13,18	13,18	13,18	13,18	13,18
Максимальный часовой расход условного топлива													

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мазут	кг _{у.т} /ч	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	464,36	464,36	464,36	464,36	464,36	464,36	464,36
Котельная «Абрам-Мыс» (Сценарий 2б)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,27	14,27	14,27	14,27	14,27	11,41	11,49	11,49	11,49	11,49	11,49	11,49
Расход условного топлива		2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	1,96	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80							
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}						1,96	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	195,91	195,91	195,91	195,91	195,91							
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал						171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05							
Электроэнергия	тыс. т						15,93	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг _{у.т} /ч	631,75	631,75	631,75	631,75	631,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	553,88	553,88	553,88	553,88	553,88	553,88	553,88
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57	85,57
Расход условного топлива		14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	15,28	15,28	15,28	15,28	15,28	15,28	15,28
Мазут	тыс. т _{у.т}	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11							
Уголь	тыс. т _{у.т}						15,28	15,28	15,28	15,28	15,28	15,28	15,28
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	164,89	164,89	164,89	164,89	164,89							
Уголь	кг _{у.т} /Гкал						178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58	178,58
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34							
Уголь	тыс. т						19,85	19,85	19,85	19,85	19,85	19,85	19,85
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг _{у.т} /ч	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	3355,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Уголь	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3634,30	3634,30	3634,30	3634,30	3634,30	3634,30	3634,30
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71
Расход условного топлива	тыс. Т _{у.т}	3,22	3,22	3,22	3,22	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	369,74	319,75	366,98	366,98	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива	тыс. т	4,41	4,41	4,41	4,41	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	749,84	749,84	749,84	749,84	282,30	282,30	282,30	282,30	282,30	282,30	282,30	749,84
Котельная «Фестивальная»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,99	10,99	10,99	10,99	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08	11,08
Расход условного топлива	тыс. Т _{у.т}	2,04	2,04	2,04	2,04	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	185,47	185,47	185,47	185,47	185,54	185,54	185,54	185,54	185,54	185,54	185,54	185,54
Расход натурального топлива	тыс. т	1,48	1,48	1,48	1,48	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	529,25	529,25	529,25	529,25	529,43	529,43	529,43	529,43	529,43	529,43	529,43	529,43
Угольная котельная МУП «МУК»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Расход условного топлива		1,20	1,83	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Уголь	тыс. Т _{у.т}	1,20	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. Т _{у.т}	0,00	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	277,78	271,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал			144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,53	2,53										
Электроэнергия	тыс. т	0,00		5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
Максимальный часовой расход условного топлива													

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Уголь	кг _{у.т} /ч	322,50	314,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18
Дизельная котельная МУП «МУК»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	3,00	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Расход условного топлива		0,46	0,49	0,49	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. т _{у.т}	0,46	0,49	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Дизель	кг _{у.т} /Гкал	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00	155,00
Электроэнергия	кг _{у.т} /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,34									
Электроэнергия	тыс. т				3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Максимальный часовой расход условного топлива													
Дизель	кг _{у.т} /ч	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09	136,09
Электроэнергия	кг _{у.т} /ч	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43
Котельная АО «ММТП»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,41	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50	20,50
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,00	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36
Расход натурального топлива	тыс. т	2,19	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06	688,06
Котельная АО «Завод ТО ТБО»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	82,43	93,23	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Расход условного топлива		10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Мазут	тыс. т _{у.т}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т _{у.т}	10,57	11,96	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /Гкал	228,34	210,52	190,48	188,33	187,98	187,64	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97
Расход натурального топлива		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Мазут	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	59,05	66,79	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69
Максимальный часовой расход условного топлива		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Мазут	кг _{у.т} /ч	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18
Твердое топливо (ТБО)	кг _{у.т} /ч	3518,68	3244,10	2935,33	2902,09	2896,79	2891,55	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26
Котельная №22													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66
Расход натурального топлива	тыс. т	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97
Котельная «Северная-Восточная»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	307,41	353,56	353,56	353,56	353,56	353,56
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	1170,35	1381,01	1381,01	1381,01	1381,01	1381,01
Расход условного топлива								209,02	246,65	246,65	246,65	246,65	246,65
Мазут	тыс. т _{у.т}	-	-	-	-	-	-						
Уголь	тыс. т _{у.т}	-	-	-	-	-	-	209,02	246,65	246,65	246,65	246,65	246,65
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	-	-	-	-	-	-	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	-	-	-	-	-	-	271,46	320,32	320,32	320,32	320,32	320,32
Максимальный часовой расход													

Показатель	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
условного топлива													
Мазут	кг _{у.т} /ч	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг _{у.т} /ч	-	-	-	-	-	-	54904,26	63145,77	63145,77	63145,77	63145,77	63145,77
Угольная котельная МУП "МУК" (сч с ТБО)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,34	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,34
Расход условного топлива		1,20	1,20	1,20	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Уголь	тыс. т _{у.т}	1,20	1,20	1,20	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
ТБО	тыс. т _{у.т}	0,0	0,0	0,0	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	277,78	271,21	271,21	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
ТБО	кг _{у.т} /Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,53	2,53	2,53	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
ТБО	тыс. т				0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг _{у.т} /ч	322,50	314,87	314,87	203,18	203,18	203,18	203,18	203,18	203,18	203,18	203,18	203,18
ТБО	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	185,76	185,76	185,76	185,76	185,76	185,76	185,76	185,76

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных.

Норматив запасов топлива на котельных рассчитывается как запас основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - 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 131 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2023 – 2042 гг.

С учетом возможного сценария, на ТЭЦ и котельных предлагается сохранение ныне сжигаемых видов топлива в качестве резервных.

Таблица 131 – Нормативные запасы аварийных видов топлива

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн				
		2023	2028	2033	2038	2042
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	мазут	0,496				
	уголь		0,977	0,977	0,977	0,977
Дизельная котельная МУП «МУК»	дизель	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Котельная «Северная-Восточная»	уголь		14,664	16,865	16,865	16,865

8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Местные виды топлива и возобновляемые источники энергии на существующих котельных города Мурманска не используются.

8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют котельная ТЦ «Росляково Южное» и угольная котельная МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь. На дизельной котельной МУП «МУК» основным топливом является дизельное топливо. На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве сжигаемого топлива используются несортированные твердые бытовые отходы.

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южное» является уголь.

Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска, представлено в виде диаграммы на рисунке 11.

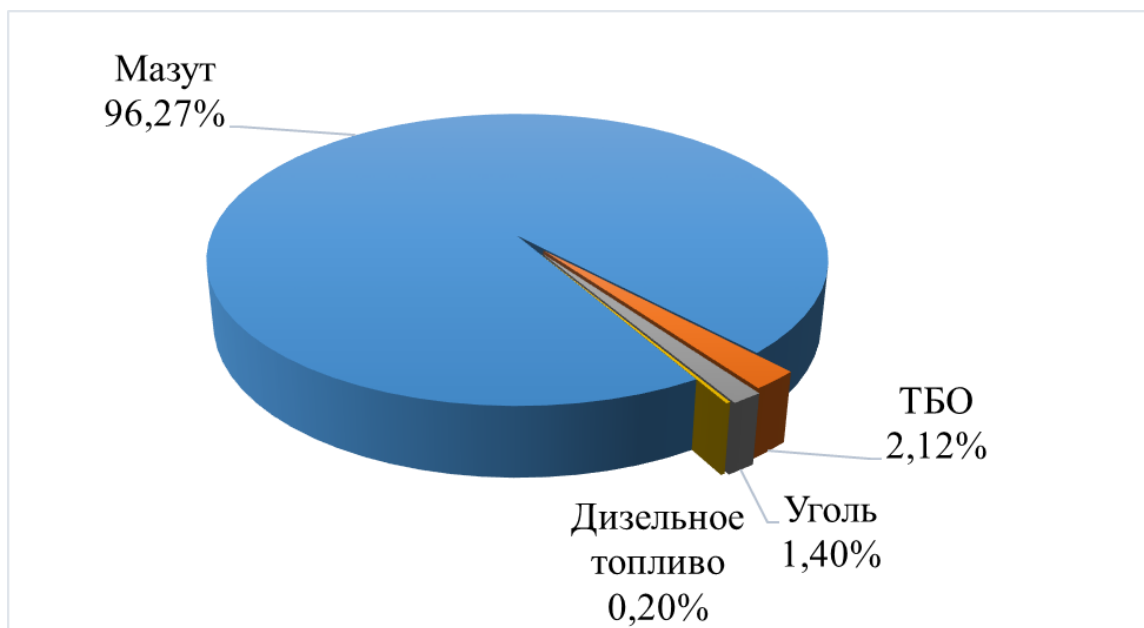


Рисунок 11 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.



БАШНЕФТЬ
У Н П З

Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» УНПЗ»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 7528
Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 7528
Дата изготовления: 21.12.2021
Размер партии (масса): 4167,207 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 82
Уровень наполнения: 1035,0 см
Дата отбора пробы: 21.12.2021
Дата проведения испытаний: 21.12.2021
Паспорт выдан на основании: протокола испытаний от 21.12.2021 № 7528

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НА19.В.01096/20
Срок действия – по 18.11.2023



Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы Бш	ГОСТ 6258-05	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,138
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,50
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,43
7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	9,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	126
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1023,5
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33399-2015	не более 17	не более 17	16,5

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013 соответствует требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- продукт содержит нейтрализатор сероводорода и меркаптанов "Asulphat" марки 6504 до 260 г/т.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.



Лаборант химического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 21.12.2021



Целищева Л.Н.

Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»



Продукты компании
1. Обеспечение качества
2. Убедитесь, что товар на сайте <http://www.slavneft.ru>
3. Сервисное обслуживание на сайте и в Вашем регионе
Продукты соответствуют Вашему региону доставки по условиям поставки

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 150023, Ярославская область, город Ярославль,
Московский проспект, дом 130;
e-mail: post@yaoos.slavneft.ru; телефон/факс: (4852) 49-81-00/40-76-76
Адрес производства:
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, Московский проспект, дом 150;
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, улица Гагарина, дом 72.

Сертификат соответствия системы менеджмента качества
ISO 9001:2015 №: 20.1994.026, срок действия до 11.01.2024 г.

ПАСПОРТ № 1552

КОПИЯ
ВЕРНА

Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013
(Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5)

Декларация о соответствии ЕАЭС RU Д-РУ.РА01.В.57073/21
Срок действия - по 13.09.2024

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011
«О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и к смазочным материалам» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)
ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое»
дизельное топливо. Технические условия
ОКПД 249.20.21.325

Номер партии: 483
Дата изготовления: 29 декабря 2022 г.
Размер партии (масса): 3558 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517): 244
Дата отбора пробы: 29 декабря 2022 г.
Дата проведения испытаний: 29 декабря 2022 г.

ЕАЭС



2008

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
1.	Цетановое число	ГОСТ Р 52709-2019	-	не менее 48.0	50.1
2.	Цетановое число для зимнего дизельного топлива	ГОСТ 32508-2013	не менее 47	-	50.1
3.	Цетановый индекс	ISO 4264:2018	-	не менее 46.0	54.7
4.	Плотность при 15°C, кг/м³	ISO 12185:1996	-	800.0-855.0	828.6
5.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ Р EN 12916-2008	-	не более 8.0	1.3
6.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ EN 12916-2017	не более 8	-	1.3
7.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ Р EN ISO 20846-2006	-	не более 10.0	3.8
8.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ ISO 20846-2016	не более 10	-	3.8
9.	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	ГОСТ 6356-75	не ниже 30	не ниже 40	53
10.	Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки, % масс.	BS EN ISO 10370:2014	-	не более 0.30	0.02
11.	Зольность, % масс.	ГОСТ 1461-75	-	не более 0.01	0.003
12.	Массовая доля воды, мг/кг	BS EN ISO 12937:2001	-	не более 200	менее 30
13.	Общее загрязнение, мг/кг	BS EN 12662:2014	-	не более 24	менее 12
14.	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50°C), единицы по шкале	ISO 2160:1998	-	Класс 1	класс 1а
15.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м³	ГОСТ Р EN ISO 12205-2007	-	не более 25	3
16.	Смывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°C	ГОСТ Р ISO 12156-1-2006	-	не более 460	441

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
17.	Смазывающая способность, мкм	ГОСТ ISO 12156-1-2012	не более 460	-	441
18.	Кинематическая вязкость при 40°C, мм ² /с	ГОСТ 33-2016	-	1.500-4.500	2.622
19.	Фракционный состав перегоняется до температуры 180°C, % об. 95 % об. перегоняется при температуре, °C	ГОСТ 2177-99 (метод А)	-	не более 10	3.0
			не выше 360	не выше 360	340.0
20.	Температура помутнения, °C	ГОСТ 5066-2018 (метод Б)	-	не выше -22	-24
21.	Предельная температура фильтруемости, °C	ГОСТ 22254-92	не выше -20	не выше -32	-33

Заключение: Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) соответствует требованиям:

-Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. №826) (Приложение 3).

- ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- присадка Колтек ДС 7739 в количестве до 400 ppm,

- депрессорно-диспергирующая присадка РН-ДДП-2401 в количестве до 1000 мг/кг.

Дополнительная информация:

-топливо не содержит метиловых эфиров жирных кислот;

-изготовитель ПАО "Славнефть-ЯНОС" гарантирует соответствие качества Топлива дизельного зимнего ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) требованиям ГОСТ Р 55475-2013 при соблюдении условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510 в течение 1 года со дня изготовления.



Начальник отдела контроля товарной продукции

Дата выдачи паспорта

С.В. Бугрецова

С.В. Бугрецова

И.В. Пашков

29 декабря 2022 г.



КОПИЯ ВЕРНА
подпись *Е.В. Казакова*

Казакова Е. В.
Дов-ность Б/Н 22.10.2022



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
450052, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла
Маркса, д. 30/1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Управление контроля качества (центральная заводская лаборатория)
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 551

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °C по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к
автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для
реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г.
№ 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 551
Дата изготовления: 04.02.2023
Размер партии (масса): 4096,032 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 84
Уровень наполнения: 1045,0 см
Дата отбора пробы: 04.02.2023
Дата проведения испытаний: 05.02.2023
Паспорт выдан на основании: анализа качества от 05.02.2023 № 551

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.Н.19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °C, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,138
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,40
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствует	отсутствует
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,41
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	10,0
8. Температура вспышки в открытом тигле, °C	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	150
9. Температура застывания, °C	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракующий), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-2021	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °C, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1010,1
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °C, %, об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	11,5

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °C по ГОСТ 10585-2013

соответствует требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- нейтрализатор сероводорода «EVASORB FF марки 142» в количестве до 900 г/тону.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-2022;
- изготовитель филиал ПАО НК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-2022;
- паспорт безопасности № 67827826/1558932.



Лаборатория технического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 05.02.2023

Бакулина Г.Р.

Бакулина Г.Р.

Результат анализа

УХЛ ИЗЫХ СТКК ООО СУЭК-ХАКАСИЯ

Регистрационный номер документа аккредитации № 73-28/14

сроком действия до 28.06.2024

Типовая форма УПД-35

Утверждена Минтопэнерго России

Код по ОКУД

2039

Уголь SAP

1000000510

Партия SAP

0001927607

Наименование и обозначение показателя

Ед. Изм.

Результаты испытаний

1	Высшая теплота сгорания	Q _с ккал/кг	7662,000
2	Нишшая теплота сгорания	Q _н ккал/кг	5182,000
3	Сера общая на сухое состояние	S _с %	0,45
4	Выход летучих веществ	V _{daf} %	40,7
5	Влага общ. на рабочее состояние	W _с %	13,6
6	Зольность Угля В Сухом Состоянии	A _с %	17,6

Заведующий лабораторией

ЛАРИНА МАРИНА АНАТОЛЬЕВНА

(подпись)

(Фамилия, И.О.)

Расчеты за качество топлива

(по зольн. сере, влаге)

Количество тонн	Виды расчетов (по зольн. сере, влаге)	Разница между расчетной нормой и фактическим содержанием	Процент приплат или скидок	Приплата руб. коп.	Скидка руб. коп.	Сумма	
1	2	3	4	5	6	7	8

Бухгалтер

(подпись)

(Фамилия, И.О.)

ООО "СУЭК-ХАКАСИЯ"

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 2

О качестве угля

13.01.2023 г.

Марка ДО

Класс 25-60

655162 Республика Хакасия, г. Черногорск ул. Советская д.40

(почтовый адрес)

Сертификат соответствия РОСС RU.НА32.Н00127 Сроком действия с 03.02.2021 до 02.02.2024

Тех. Условия 05.10.10-004-81195103-2021 от 03.02.2021

Нормы, установленные техническими условиями или ГОСТом для данного вида потребления в процентах

Зола (А)	сред.	не более
Сера (S)	сред.	не более
Хлор (Cl)	сред.	не более
Мышьяк (As)	сред.	не более
Влага (W)	сред.	не более
Мин. примеси	сред.	не более

Нишшая теплота сгорания (Q) сред.

Шахта (разрез) Разрез Изыхский

ст. отправления 888201 Подсиний

жел. дороги Красноярская ж/д

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 10742-71

от партии топлива весом 225,000 тонн, 3 вагонов, отгруженного за время с 13.01.2023 по 13.01.2023 потребителям, перечисленным на обороте.

Проба помещена в банки № 2 и опломбирована

пломбиром № ИР

Вес проб из лабораторной 500 г.

печатью

арбитражной 500 г.

Фактическое содержание видимой породы 4,50 %

фактическое содержание мелочи 15,00 %

Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного отбора, контрольный отбор через Диларок 17.01.2023 12:49 GMT+03:00

2035862c-5662-4e44-9b15-e8378a336bd

ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРА

Страница 1 из 3

(подпись)

13.01.2023

(Фамилия, И.О.)

Рисунок 13 – Паспорт качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»

314



Акционерное общество
Газпромнефть - Омский НПЗ
Российская Федерация, 644040, г. Омск - 40, пр. Губкина, д. 1
Паспорт № 21000723
Топливо котельное (мазут)
марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное
ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4
Декларация о соответствии
ЕАЭС № RU Д-РУ.НП02.В.00136/18 по 13.12.2021
ООО "ПСМС"



Продукция была изготовлена под управлением, устанавливаемым в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015.
Сертификат № 31101521 QM15 до 13.02.2023.

Номер резервуара: 59
Взлив, см: 1006
Количество, т: 2424
Дата изготовления: 11.01.2021 г.
Дата отбора пробы: 11.01.2021 г.
Дата проведения анализа: 12.01.2021 г.

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 80 °С, не более:	ГОСТ 33	-	118,00	109,9
кинематическая, мм ² /с				
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,035
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,032
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,5
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307 с дополнением по п.6.3 ТУ 38.401-58-74-2005	-	Отсутствие	Отсутствие
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	ГОСТ 4333	90	110	156
Массовая доля серы, %, не более, для топлива:	ASTM D 4294	-	2,00	1,30
III вида				
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,30
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	10
Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива:	ГОСТ 21261	-		
I, II, III вида				
Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	990,5
Плотность при 20 °С, г/см ³ *	ГОСТ 3900	-	-	0,9845
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	4,99
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	4,99
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, %, об, не более	ASTM D 1160	-	17	12,5
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, %, об, не более	ГОСТ 33359	17	-	12,5
Структурно-групповой состав, содержание, %масс.: -ароматических углеводородов **	IP 469	-	-	53,9

Примечания:

1. Сведения о присадках:

- продукт приготовлен без добавления присадок.

2. *Дополнительные показатели включены в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть"

3. **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть", результат испытаний взят из выписки из журнала анализов Фитнала ООО "Газпромнефть-СМ" от 19.10.2020г.

4.*** Продукт предназначен для реализации на экспорт по согласованию с потребителем, норма по ТР ТС по данному показателю качества действительна только для Российской Федерации

Заключение: Топливо котельное (мазут) марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное

соответствует:

- Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. № 826)

- ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4

Начальник смены ЛТК

Паспорт выдан: 12.01.2021 02:27:08 (Московское время 11.01.2021 23:27:08).

Сухолюкская Л.Ю.



Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Бологоенефтепродукт»

170100, Тверская область, г. Тверь, ул. Симеоновская, д.39, оф.3046
тел. (48238) 4-61-09, 4-61-10

*Заключение №2943
о состоянии измерений в лаборатории
выдано ФБУ «Тверской ЦСМ»
от 26 июля 2018 года.
Действительно до 26 июля 2020 года.*

**КОПИЯ
ВЕРНА**

**ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ №2
Мазут флотский Ф5, 1,50%
ГОСТ 10585-2013**

Партия № 2
Номер резервуара: Е-7
Масса нетто: 4538 т

Дата изготовления: 14.01.2020 г.
Дата отбора пробы: 14.01.2020 г.
Дата проведения анализов: 14.01.-15.01.2020 г.
Дата выдачи паспорта: 15.01.2020 г.

№ п/п	Наименование показателей	Норма ТР ТС	Норма по ГОСТ	Результаты испытаний
1	Вязкость кинематическая при 50 °С, сСт, не более	---	36,20	35,35
2	Зольность, %, не более.	---	0,05	0,03
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	---	0,10	0,01
4	Массовая доля воды, %, не более	---	0,3	0,06
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	---	отсутствие	отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	2,0	1,50	1,177
7	Коксуемость, %, не более	---	6,00	4,12
8	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	80	80	87
9	Температура застывания, °С, не выше	---	минус 5	минус 10
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, 1,50	---	41454	41630*
11	Плотность при 15 °С, кг/м³, не более	---	958,3	929,0

*Показатель выписан на основании протокола испытаний №1512 от 10.01.2020 г. ООО «Северо-Западный Центр Экспертизы» аттестат аккредитации № RA.RU.21HT27 от 01.07.2015 г.

Заключение: Мазут флотский Ф5, 1,50 %, партия № 2 соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013
Сведения о присадках: присутствует депрессорная присадка ВЭС-408

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Генеральный директор (главный инженер) _____ С.А.Орехова
Начальник ОТК (лаборатории) _____ Е.В. Кучерук

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА



Гарантийные обязательства

Изготовитель, гарантирует соответствие качества мазута флотского Ф5, 1,50%, ГОСТ 10585-2013 партии №2 при соблюдении

Рисунок 15 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22

8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной АО «Завод ТО ТБО», котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 96,3% от общего использования топлива.

На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 2,12% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,4% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется дизельное топливо, которое составляет 0,2% от общего использования.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен в пункте 8.1, а также при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования.

РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 12 Обосновывающих материалов «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 гг.

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии представлено в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизацию 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 по 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;

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.

Подробно состав мероприятий по источникам теплоснабжения представлен в Главах 5 и 7 Обосновывающих материалов, а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлена в таблицах 132 – 133.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии составит:

- по Сценарию 1 – **2890,37 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

- по Сценарию 2а – **15425,93 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

- по Сценарию 2б – **15443,53 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Таблица 132 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1)

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Мурманская ТЭЦ											
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 2	Собственные средства	14,976								14,976
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства	3,264								3,264
3	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства	3,522								3,522
4	Текущий ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства	5,7084								5,7084
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства	6,6036								6,6036
6	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства		6,444							6,444
7	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства		10,068							10,068
8	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства		10,104							10,104
9	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства		12,78							12,78
10	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства			18,504						18,504
11	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства			14,268						14,268
12	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства				17,844					17,844
13	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства				15,036					15,036
14	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства				20,58					20,58
15	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства	5,0	5,0	5,0	8,657					23,657
16	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления					20				20
17	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления					20				20
18	Реконструкция Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		67,38							67,38
19	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа		0,877	0,923	0,968	0,997	0,997			4,76
20	Модернизация системы измерения, технологической сигнализации и защиты парового котла ТП-30У ст.№2 Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа	3,85								3,85
21	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		7,58							7,58
22	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа		15,77							15,77

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
23	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		7,243							7,24
24	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	2,4	4,8							7,20
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		45,33	148,05	38,69	63,08	41,00	1,00	0,00	0,00	337,15
Восточная котельная											
25	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства	15								15
26	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	7,764								7,764
27	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	Собственные средства		13,896							13,896
28	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	Собственные средства		17,568							17,568
29	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства			8,268						8,268
30	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			6,324						6,324
31	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства				18,792					18,792
32	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства				31,488					31,488
33	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства					5	5			10
34	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Собственные средства		6,58							6,58
35	Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутристанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)*	Инвестиционная программа			14	186					200
36	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства	1,44	11,28	11,28	0					24
37	Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	Инвестиционная программа	11,56								11,56
38	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	16,65								16,65
39	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Восточной котельной	Инвестиционная программа		0,32							0,32
40	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	Инвестиционная программа		45	110	107,43					262,43

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
41	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Инвестиционная программа	2,07	63,81							65,88
42	Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	Инвестиционная программа	2,07								2,07
	ИТОГО по Восточной котельной		56,54	158,46	149,87	343,71	5,00	5,00	0,00	0,00	718,58
Южная котельная											
43	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства	9,936								9,936
44	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4	Собственные средства	22,572								22,572
45	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	10,8276								10,828
46	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7	Собственные средства	8,8956								8,896
47	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства		6,732							6,732
48	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		22,572							22,572
49	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства			9,24						9,240
50	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			8,172						8,172
51	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства			20,784						20,784
52	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства				13,824					13,824
53	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства				32,928					32,928
54	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства				29,4					29,4
55	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК- 9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)	Инвестиционная составляющая в тарифе		24,5	108,5	108,5	108,5				350,0
56	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Инвестиционная программа		1,65	5,88	6,19					13,720
57	Реконструкция подъездных тупиковых железнодорожных путей №1 и №2 источника теплоснабжения Южная котельная	Инвестиционная программа	1,38								1,380
58	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Инвестиционная программа		1,33	0	0	0	0			1,33
59	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	Инвестиционная программа		1,77	1,85	2,33	1,99	1,20			9,14
60	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТП КЦ-1	Инвестиционная программа	1,46								1,46
61	Модернизация инженерно - технических средств	Инвестиционная		38,09							38,09

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
	охраны котельного цеха №1	программа									
62	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа			21,88						21,88
63	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Южной котельной	Инвестиционная программа		7,02							7,02
64	Модернизация системы пожарной сигнализации мазутонасосной Южной котельной	Инвестиционная программа	1,40								1,40
	ИТОГО по Южной котельная		56,47	103,66	176,31	193,17	110,49	1,20	0,0	0,0	641,30
Котельная "Северная"											
65	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления		5	24						29,0
66	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства		2	50						52,0
67	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления			4	135					139,0
68	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления				4	135				139,0
69	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления				3	12				15,0
70	Замена двух подогревателей сетевой воды на более производительные	Инвестиционная программа	33,93								33,9
71	Замена сетевых насосов на более производительные	Инвестиционная программа	60,76								60,8
72	Внедрение приборного парка учета ресурсов	Собственные средства		1							1,0
73	Установка анализаторов дымовых газов	Собственные средства		1,5							1,5
74	Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	Собственные средства		3							3,0
75	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	Собственные средства		10							10,0
	ИТОГО по котельной «Северная»		94,68	22,50	78,00	142,00	147,00	0,00	0,00	0,00	484,18
Котельная "Абрам-Мыс"											
76	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г.Мурманска	Инвестиционная программа	165,59								165,59
77	Полная замена ствола металлической дымовой трубы.	Собственные средства		3,0							3,00
78	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Абрам-Мыс	Собственные средства		5,0							5,00
	ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»		165,59	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	173,59
Котельная "Роста"											
79	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Собственные средства	4,323								4,323

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
80	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	Собственные средства		24,744							24,744
81	Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта	Собственные средства		0,50							0,500
82	Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Собственные средства		5,50							5,500
83	Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	Собственные средства		2,00							2,00
84	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	Собственные средства		5,00							5,00
	ИТОГО по котельной «Роста»		4,323	37,744	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,066
Дизельная котельная											
85	Установка двух электроджетов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	Инвестиционная составляющая в тарифе			1,415						1,415
86	Поэтапная замена дизельных котлов GTE 511 (2шт.) и GTE 521	Инвестиционная составляющая в тарифе		1,397	2,317						3,714
	ИТОГО по дизельной котельной		0	1,397	3,731	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,129
Угольная котельная											
87	Разработка ПСД и строительство новой электроджетельной в блочно-модульном исполнении тепловой мощностью 3,12 Гкал/ч	Инвестиционная составляющая в тарифе		2,509	7,527	3,763					13,799
	ИТОГО по угольной котельной		0	2,509	7,527	3,763	0,0	0,0	0,0	0,0	13,799
Котельная «ТЦ Росляково-1»											
88	Полное техническое перевооружение котельной, в том числе замена котельных агрегатов, подогревателей, насосного оборудования	Собственные средства		364,0							364,00
89	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная Росляково-1	Собственные средства		5,0							5,00
90	Реконструкция питающих кабельных линий – замена силовых кабелей линий электропередачи Ф-3, Ф-4 от ПС-97 до ТП-280, протяженностью 1,3 км каждый.	Собственные средства		5,6							5,57
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0,0	374,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	374,57
Котельная «ТЦ Росляково Южное»											
91	Проектирование и строительство новой котельной	Собственные средства		90							90,00
92	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами	Собственные средства		5							5,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
	охраны. Котельная ТЦ Росляково Южное										
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0,0	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,00
Котельная "Фестивальная"											
93	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная ТЦ Росляково Южное	Собственные средства		5,0							5,00
	ИТОГО по котельной "Фестивальная"		0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,00
Всего по источникам (млн.руб. (с НДС), в том числе			422,94	956,89	454,13	745,73	303,49	7,20	0,0	0,0	2890,37
АО "Мурманская ТЭЦ"			158,34	410,17	364,87	599,96	156,49	7,20	0,0	0,0	1697,03
АО "МЭС"			264,60	542,81	78,00	142,00	147,00	0,00	0,0	0,0	1174,41
МУП "МУК"			0,00	3,91	11,26	3,76	0,00	0,00	0,0	0,0	18,93
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТО ТБО			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПАО "ММТП"			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Н.О.			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 133 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Мурманская ТЭЦ											
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 2	Собственные средства	14,98								14,98
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства	3,26								3,26
3	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства	3,52								3,52
4	Текущий ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства	5,71								5,71
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства	6,60								6,60
6	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства		6,44							6,44
7	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства		10,07							10,07
8	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства		10,10							10,10
9	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства		12,78							12,78
10	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства			18,50						18,50
11	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства			14,27						14,27
12	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства				17,84					17,84
13	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства				15,04					15,04
14	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства				20,58					20,58
15	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства	5,0	5,0	5,0	8,66					23,66
16	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления					20,0	0,0			20,00
17	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления					20,0	0,0			20,00
18	Реконструкция Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		67,38							67,38
19	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа		0,88	0,92	0,97	1,00	1,0			4,76
20	Модернизация системы измерения, технологической сигнализации и защиты парового котла ТП-30У ст.№2 Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа	3,85								3,85
21	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		7,58							7,58
22	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами	Инвестиционная программа		15,77							15,77

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
	защиты от падения										
23	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		7,24							7,24
24	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	2,40	4,80							7,20
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		45,33	148,05	38,69	63,08	41,00	1,00	0,00	0,00	337,15
Восточная котельная											
25	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства	15								15,00
26	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	7,764								7,76
27	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	Собственные средства		13,896							13,90
28	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	Собственные средства		17,568							17,57
29	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства			8,268						8,27
30	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			6,324						6,32
31	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства				18,792					18,79
32	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства				31,488					31,49
33	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства					5	5			10,00
34	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Инвестиционная программа		6,583	0						6,58
35	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства	1,44	11,28	11,28						24,00
36	Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	Инвестиционная программа	11,56								11,56
37	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	16,65								16,65
38	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Восточной котельной	Инвестиционная программа		0,32							0,32
39	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Инвестиционная программа	2,07	63,81							65,88
40	Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	Инвестиционная программа	2,07	0,00							2,07
	ИТОГО по Восточной котельной		56,54	113,46	25,87	50,28	5,00	5,00	0,00	0,00	256,15
Южная котельная											

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
41	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства	9,94								9,94
42	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 4	Собственные средства	22,57								22,57
43	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	10,83								10,83
44	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 7	Собственные средства	8,90								8,90
45	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства		6,73							6,73
46	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		22,57							22,57
47	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства			9,24						9,24
48	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			8,17						8,17
49	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства			20,78						20,78
50	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства				13,82					13,82
51	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства				32,93					32,93
52	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства				29,40					29,40
53	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Инвестиционная программа		1,65	5,88	6,19					13,72
54	Реконструкция подъездных тупиковых железнодорожных путей №1 и №2 источника теплоснабжения Южная котельная	Инвестиционная программа	1,38								1,38
55	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Инвестиционная программа		1,33							1,33
56	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЩ КЦ-1	Инвестиционная программа	1,46								1,46
57	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	Инвестиционная программа		38,09							38,09
58	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа			21,88						21,88
59	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Южной котельной	Инвестиционная программа		7,02							7,02
60	Модернизация системы пожарной сигнализации мазутонасосной Южной котельной	Инвестиционная программа	1,40								1,40
61	Строительство новой угольной котельной "Южная"	Комплексная инвестиционная программа					4460,46	1160,38			5620,84
	ИТОГО по Южной котельная		56,47	77,39	65,96	82,34	4460,46	1160,38	0,00	0,00	5903,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Котельная "Северная"											
62	Строительство новой угольной котельной "Северная - Восточная"	Комплексная инвестиционная программа					5510,54	1408,37			6918,92
	ИТОГО		0	0	0	0	5510,54	1408,37	0	0	6918,92
Котельная "Северная"											
63	Замена двух подогревателей сетевой воды на более производительные	Инвестиционная программа	33,93								33,93
64	Замена сетевых насосов на более производительные	Инвестиционная программа	60,76								60,76
65	Внедрение приборного парка учета ресурсов	Собственные средства		1							1,00
66	Установка анализаторов дымовых газов	Собственные средства		1,5							1,50
67	Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	Собственные средства		3							3,00
68	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	Собственные средства		10							10,00
	ИТОГО по котельной «Северная»		94,68	15,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,18
Котельная "Абрам-Мыс"											
69	Строительство новой электрокотельной микрорайона Абрам-Мыс	Комплексная инвестиционная программа		762,55	8,58						771,14
	ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»			762,55	8,58						771,14
Котельная "Роста"											
70	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Собственные средства	4,323								4,32
71	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	Собственные средства		24,744							24,74
72	Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категоризованного объекта	Собственные средства		0,50							0,50
73	Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Собственные средства		5,50							5,50
74	Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	Собственные средства		2,00							2,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
75	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	Собственные средства		5,00							5,00
	ИТОГО по котельной «Роста»		4,323	37,744	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,07
Дизельная котельная											
76	Установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Прибрежная	Инвестиционная инициатива			28,1						28,12
	ИТОГО по дизельной котельной		0	0	28,12	0	0	0	0	0	28,12
Угольная котельная											
77	Установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Смирнова	Инвестиционная инициатива			32,4						32,4
78	Строительство новой блочно-модульной котельной, на основе комплекса тепловой серии КТп-500/8 для работы на ТБО топливе и/или угле	Инвестиционная инициатива		7	43						50
	ИТОГО по угольной котельной (с учетом сценарии 2а)		0	0	32,4	0	0	0	0	0	32,4
	ИТОГО по угольной котельной (с учетом сценарии 2б)		0	7	43	0	0	0	0	0	50
Котельная «ТЦ Росляково-1»											
79	Строительство новой угольной котельной "ТЦ Росляково-1" (Вкл. создание материально-техн. базы, вывод из эксплуатации котельной)	Инвестиционная инициатива			255,0	265,2	301,1				821,35
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0,00	0,00	255,0	265,2	301,1	0	0	0	821,35
Котельная «ТЦ Росляково Южное»											
80	Перевооружение существующей котельной ТЦ «Росляково Южное» с установкой автоматизированных угольных котлов типа «Терморобот»	Инвестиционная инициатива		98,27	102,20						200,47
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0	98,27	102,20	0	0	0	0	0	200,47
Котельная "Фестивальная"											
81	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная Росляково-1	Собственные средства		5,0							5,0
	ИТОГО по котельной «Фестивальная»		0	5,0	0	0	0	0	0	0	5,0
	Всего по источникам (с учетом сценарии 2а), млн.руб. (с НДС),		257,34	1257,96	556,85	460,93	10318,09	2574,75	0,0	0,0	15425,93
	Всего по источникам (с учетом сценарии 2б), млн.руб. (с НДС),		257,34	1264,96	567,45	460,93	10318,09	2574,75	0,0	0,0	15443,53
	АО "Мурманская ТЭЦ"		158,3	338,9	130,5	195,7	4506,5	1166,4	0,0	0,0	6496,3
	АО "МЭС" (сценарий 2а)		99,0	919,1	365,8	265,2	301,1	0,0	0,0	0,0	1950,2

№	Мероприятие	Источник финансирования	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
	АО "МЭС" (сценарий 2б)		99,0	926,1	408,8	265,2	301,1	0,0	0,0	0,0	2000,2
	МУП "МУК"		0,0	0,0	60,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	60,5
	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	АО Завод «ТО ТБО»		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	АО "ММТП"		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Н.О.		0,0	0,0	0,0	0,0	5510,5	1408,4	0,0	0,0	6918,9

9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов представлено в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружению на них входят 8 групп проектов, в том числе:

1) Группа проектов 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) Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3) Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

4) Группа проектов 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) Группа проектов 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) Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

7) Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций;

8) Группа проектов 8 – строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для организации 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.).

Расчет капитальных вложений в мероприятия на тепловых сетях приведен в Главе 12 Обосновывающих материалов; а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлены таблицах 134 – 135.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них составит:

- по Сценарию 1 – **36373,68 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

- по Сценарию 2 – **40153,64 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Таблица 134 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 1)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
Мурманская ТЭЦ													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	0,00	17,79	2,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,57
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	680,46	414,93	135,43	157,38	110,42	87,63	0,00	1090,13	825,40	3501,79
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		0,00	680,46	432,73	138,21	157,38	110,42	87,63	0,00	1090,13	825,40	3522,36
Южная котельная													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	0,00	13,85	0,00	34,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,67
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	707,09	349,85	177,64	0,00	0,00	0,00	0,00	2286,38	498,97	4019,93
3	Строительство или реконструкция насосных станций	Амортизационные отчисления	1,33										1,33
	ИТОГО по Южной котельной		1,33	707,09	363,70	177,64	34,82	0,00	0,00	0,00	2286,38	498,97	4069,93
Восточная котельная													
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе	414,27	577,22	559,83	468,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2019,55
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	22,31	21,29	273,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	317,18

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение	0,00	0,00	0,00	20,55	20,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,10
4	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	602,52	1056,02	2452,17
5	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение	0,90	32,77	32,77	32,77	32,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,98
	ИТОГО по Восточной котельной		415,17	745,68	727,27	908,50	166,70	113,38	113,38	113,38	602,52	1056,02	4961,98
Котельная "Северная"													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	17,59	54,69	4,74	0,00						77,03
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе			473,23								473,23
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	1791,5	1791,5	5971,64
	ИТОГО по котельной "Северная"		298,6	316,2	826,5	303,3	298,6	298,6	298,6	298,6	1791,5	1791,5	6521,9
Котельная "Абрам-Мыс"													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	0,00	227,20
	ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"		25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	25,24	0,00	227,20

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
Котельная "Роста"													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	403,61	403,61	1345,36
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			4,85								4,85
	ИТОГО по котельной "Роста"		67,27	67,27	72,11	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	403,61	403,61	1350,21
Котельная ТЦ "Росляково-1"													
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе	240,82	240,82									481,65
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	0,00	0,00	929,42
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"		357,00	357,00	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	116,18	0	0	1411,07
Котельная ТЦ "Росляково Южное"													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	12,4	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,75
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"		12,4	12,4	0	0	0	0	0	0	0	0	24,75
Тепловые сети АО "МЭС" от Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	3217,36	3217,36	10724,52
	ИТОГО по ТС		536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	3217,36	3217,36	10724,52

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
Мероприятия на ТС в рамках инвестиционной программы АО "МЭС"													
1	Перекладка существующих тепловых сетей и строительство новых	Инвестиционная составляющая в тарифе	276,92	231,04	264,15	181,24							953,35
2	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска	Инвестиционная составляющая в тарифе		404,20									404,20
Мероприятия в рамках планируемого займа у Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства (ТС АО "МЭС")													
1	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска	Фонд содействия реформированию ЖКХ	130,45	304,15									434,60

Таблица 135 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 2)

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031- 2036	2037- 2042	Итого
Мурманская ТЭЦ													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	0,00	17,79	2,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,57
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	680,46	414,93	135,43	157,38	110,42	87,63	0,00	212,84	1702,70	3501,79
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		0,00	680,46	432,73	138,21	157,38	110,42	87,63	0,00	212,84	1702,70	3522,36
Южная котельная													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,00	0,00	13,85	0	0	0	0	0	0	0	13,85
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	707,09	349,85	177,64	0,00	0,00	0,00	0,00	2286,38	498,97	4019,93
3	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение	0,00	0,00	0,00	11,16	153,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164,40
	ИТОГО по Южной котельной		0,00	707,09	363,70	188,80	153,24	0,00	0,00	0,00	2286,38	498,97	4198,18
Восточная котельная													
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе	414,27	577,22	559,83	468,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2019,55

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031- 2036	2037- 2042	Итого
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,0	22,31	21,29	273,58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	317,18
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,0	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	113,38	602,52	1056,02	2452,17
4	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение	0,90	32,77	32,77	32,77	32,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	131,98
	ИТОГО по Восточной котельной		415,17	745,68	727,27	887,95	146,15	113,38	113,38	113,38	602,52	1056,02	4920,88
Котельная "Северная"													
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение	0,0	17,59	54,69	4,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	77,03
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе	0,0	0,00	473,23	262,96	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	736,19
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	298,58	298,58	298,58	298,58	298,58	298,58	298,58	298,58	1791,49	1791,49	5971,64
	ИТОГО по котельной "Северная"		298,58	316,18	826,50	566,29	298,58	298,58	298,58	298,58	1791,49	1791,49	6784,86
Котельная "Роста"													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	67,27	403,61	403,61	1345,36
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			4,85								4,85

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031- 2036	2037- 2042	Итого
	ИТОГО по котельной "Роста"		67,3	67,3	72,1	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	403,6	403,6	1350,2
Котельная ТЦ "Росляково-1"													
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе	240,82	240,82									481,65
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	53,27	96,34	53,27	53,27	53,27	53,27	53,27	53,27	0,0	469,23
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"		240,82	294,09	96,34	53,27	53,27	53,27	53,27	53,27	53,27	0,0	950,88
Котельная ТЦ "Росляково Южное"													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	0,00	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	0,0	206,94
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"		0,0	25,867	25,867	25,867	25,867	25,867	25,867	25,867	25,9	0,0	206,94
Тепловые сети АО "МЭС" от Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной													
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	3217,36	3217,36	10724,52
	ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"		536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	536,23	3217,36	3217,36	10724,52
Новая Южная котельная													
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе				87,71	1290,28	1202,58					2580,57

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031- 2036	2037- 2042	Итого
	ИТОГО по новой Южной котельной					87,71	1290,28	1202,58					2580,57
Котельная "Северная-Восточная"													
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе				35,73	525,64	489,91					1051,28
2	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение				22,44	306,48	0,00					328,92
	ИТОГО по котельной "Северная-Восточная"		0	0	0	58,17	832,12	489,91	0	0	0	0	1380,20
Мероприятия на ТС в рамках инвестиционной программы АО "МЭС"													
1	Перекладка существующих тепловых сетей и строительство новых	Инвестиционная составляющая в тарифе	276,92	231,04	264,15	181,24							953,35
2	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска	Инвестиционная составляющая в тарифе	0,00	404,20	0,00	0,00							404,20
Мероприятия в рамках планируемого займа у Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства (ТС АО "МЭС")													
1	Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска	Фонд содействия реформированию ЖКХ	130,45	304,15									434,60

9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию 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, техническое перевооружение и (или) модернизацию теплоэнергетических объектов не предусматриваются.

9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Суммарные капиталовложения при переходе на закрытую схему ГВС, оцениваются в 2616,25 млн. руб. (сведения о капитальных вложениях представлены в п. 7.1 настоящего документа).

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2022 по 2025 годы.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023-2042 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния

оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;

- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

Объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению на весь период схемы теплоснабжения более полно рассмотрен в Главе 12 Обосновывающих материалов.

9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

Сведения о величине фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации отсутствуют.

РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)

10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Порядок определения ЕТО

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации 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 трех 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».

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 одна 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.

Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации, согласно п. 7 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г., являются:

- 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 деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при актуализации схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

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 пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей

организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Обязанности ЕТО

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности, в соответствии с п. 12 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, 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.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, в соответствии с п.19 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.

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 136 .

Таблица 136 – 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 иным законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС»; АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «Завод ТО ТБО»	АО «МЭС»; АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «Завод ТО ТБО»
002	Угольная котельная МУП «МУК»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
007	Котельная №22	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

По данным базового периода на территории г. Мурманска функционируют 13 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.

На сегодняшний день действует Постановление Администрации города Мурманска «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации на территории муниципального образования город Мурманск» от 09.02.2015 № 338 (в редакции постановлений администрации города Мурманска от 27.05.2016 N 1468 от 18.07.2018 №2197, от 31.12.2019г. №4444), согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в зоне деятельности № 001 - АО «Мурманская ТЭЦ»;
- 2) в зоне деятельности № 002 - МУП «Мурманская управляющая компания»;

- 3) в зонах деятельности № 003, №004, № 006 - АО «Мурманэнергосбыт»;
- 4) в зоне деятельности № 005 - АО «Мурманский морской торговый порт»;
- 5) в зоне деятельности № 007 – Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота.

Для назначенных ЕТО в рамках схемы теплоснабжения зоны их действия сохраняются.

Таким образом согласно сценарию 1, на территории г. Мурманска предлагается выделить 7 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной и котельной АО «Завод ТО ТБО»;
- зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе систем теплоснабжения от угольной и дизельной котельных МУП «МУК»;
- зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной «Абрам-Мыс»;
- зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной «Фестивальная»;
- зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной АО «ММТП»;
- зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной «Северная», котельной «Роста», котельной ТЦ «Росляково-1» и котельной ТЦ «Росляково Южное»;
- зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

В следствии строительства в 2028 году нового источника тепловой энергии – котельной «Северная-Восточная» (согласно сценарию 2), и переключения на него нагрузки потребителей котельных «Северная» и Восточная, может возникнуть ситуация с необходимостью пересмотра зон деятельности ЕТО. До достижения указанного срока, зоны деятельности ЕТО, предлагаемые первым сценарием развития, сохраняются.

Предложение по присвоению статуса ЕТО

Зона деятельности ЕТО № 001

В зоне деятельности ЕТО № 001 осуществляют деятельность следующие теплосетевые и теплоснабжающие организации:

- АО «Мурманская ТЭЦ»;
- АО «МЭС»;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

Рабочая мощность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001 и наименования организаций, владеющих источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, представлены в таблице 137.

Таблица 137 – Рабочая мощность и принадлежность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001

Наименование источника тепловой энергии	Наименование организация, владеющей источником тепловой энергии на праве собственности или ином законном праве	Рабочая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч
Мурманская ТЭЦ	АО «Мурманская ТЭЦ»	286,0
Южная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	461,0
Восточная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	390,0
Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Завод ТО ТБО»	27,0

Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001 в зависимости от их принадлежности представлено в таблице 138.

Таблица 138 – Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001

Наименование организация, владеющей тепловыми сетями на праве собственности или ином законном праве	Ёмкость тепловых сетей, м ³
АО «Мурманская ТЭЦ»	20 308,3
АО «МЭС»	18 731,04
АО «Завод ТО ТБО»	20,67

Таким образом, в соответствии с критериями, приведенными в п. 10.1 настоящей главы, на статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 001 могут претендовать следующие организации (в порядке от большего соответствия критериям ЕТО к меньшему соответствию):

1. АО «Мурманская ТЭЦ». Основанием является владение тремя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями;

2. АО «МЭС». Основанием является владение тепловыми сетями;
3. АО «Завод ТО ТБО». Основанием является владение одним источником тепловой энергии и тепловыми сетями.

В таблице 139 представлены сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «емкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001.

Таблица 139 – Сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «емкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001

Наименование организации	Рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч	Емкость тепловых сетей, м ³
АО «Мурманская ТЭЦ»	1137,0	20 308,3
АО «МЭС»	-	18731,04
АО «Завод ТО ТБО»	27,0	20,67

По результатам анализа таблицы 139 очевидно, что источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО № 001 владеет АО «Мурманская ТЭЦ».

Таким образом, в зоне деятельности ЕТО № 001 статус ЕТО должен быть присвоен АО «Мурманская ТЭЦ».

Зона деятельности ЕТО № 002

В зону деятельности ЕТО № 002 входят системы теплоснабжения от угольной и дизельной котельных МУП «МУК». Источники тепловой энергии находятся на балансе МУП «МУК». Тепловые сети – муниципальные и бесхозные.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 002 присвоить статус ЕТО МУП «МУК» как единственной теплоснабжающей организации, владеющей источниками тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 003

Зона деятельности ЕТО № 003 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Абрам-Мыс. АО «МЭС» владеет на праве аренды источником тепловой энергии и частью тепловых сетей.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 003 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве

аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 004

Зона деятельности ЕТО № 004 образована на базе системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная». АО «МЭС» владеет на праве собственности источником тепловой энергии и тепловыми сетями.

Ввиду того, что эксплуатация тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО № 004 осуществляется у АО «МЭС», статус ЕТО в указанной зоне рекомендуется присвоить АО «МЭС», как организации владеющей тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 005

Зона деятельности ЕТО № 005 образована на базе системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП». АО «ММТП» владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также тепловыми сетями. Часть тепловых сетей принадлежит АО «ММТП» на праве собственности.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 005 присвоить статус ЕТО АО «ММТП» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 006

Зона деятельности ЕТО № 006 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Северная» и котельной «Роста». Также зона деятельности ЕТО включает в себя две системы теплоснабжения, сформированные на базе котельных ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

АО «МЭС» владеет на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

Согласно представленной информации, статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 006 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на основании права собственности 4 источниками тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 007

Зона деятельности ЕТО № 007 образована на базе системы теплоснабжения от котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также большей частью тепловых сетей.

Учитывая выше изложенное, наиболее целесообразно в зоне деятельности ЕТО № 007 присвоить статус ЕТО ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ как единственной организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии и тепловые сети в рассматриваемой зоне.

Предложения по присвоению статуса ЕТО

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, представлено в таблице 140.

Таблица 140 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения 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	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС», АО «Завод ТО ТБО»;	АО «Мурманская ТЭЦ»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО
002	Угольная котельная МУП «МУК»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение двумя источниками тепловой энергии.
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная №22	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент разработки проекта схемы теплоснабжения г. Мурманска заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска, представлен в таблице 141.

Таблица 141 – Реестр систем теплоснабжения города Мурманска

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Мурманская ТЭЦ	Первомайский, Октябрьский и Ленинский административные округа г. Мурманска	АО «Мурманская ТЭЦ»
Южная котельная	Первомайский административный округ г. Мурманска	
Восточная котельная	Ленинский и Октябрьский административные округа г. Мурманска	
Котельная АО «Завод ТО ТБО»	Поставка пара на Восточную котельную	
Котельная «Северная»	Ленинский административный округ г. Мурманска и промышленная зона	АО «МЭС»
Котельная «Роста»	Район Роста Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Абрам-Мыс»	Район Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково-1»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Фестивальная»	Ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная	МУП «МУК»
Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	
Дизельная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	
Котельная АО «ММТП»	Промпредприятия в зоне торгового порта, Мурманский морской вокзал	АО «ММТП»
Котельная №22	В/г №6, ж/д №1 и №6 район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ

РАЗДЕЛ 11. 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 выполнить переключение части потребителей тепловой энергии Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной и всех потребителей котельной «Роста» на теплоснабжение от котельной «Северная».

Также, согласно Сценарию 2, к 2028 году будет выполнено строительство новой котельной «Северная-Восточная» к которой будут присоединены все потребители котельных «Северная» и Восточная.

Влияние данных переключений на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к настоящей схеме теплоснабжения соответственно.

РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Бесхозяйные тепловые сети на территории г. Мурманска отсутствуют.

В настоящее время, в случае выявления бесхозяйных участков тепловых сетей, проводится работа по постановке их на учет в качестве бесхозяйных. После постановки, в соответствии с Федеральным законом №190-ФЗ, определяются теплоснабжающие организации для закрепления за ними данных участков. Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в случае их выявления, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные 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.

РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

Основными программными и нормативными документами, которые регламентируют планы по развитию электроэнергетики и газификации Мурманской области, являются:

1. Приказ Минэнерго России от 28.03.2023 г. №108 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы»;
2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2027 гг.»;
3. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности);
4. Договор о сотрудничестве ПАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.;
5. Генеральная схема газоснабжения и газификации Мурманской области (актуализация 2023 года).

Согласно вышеуказанным документам, сроки газификации Мурманской области не определены, по этой причине, в рамках настоящей Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии на территории г. Мурманска отсутствуют.

13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

На период действия схемы теплоснабжения предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Планов (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов на территории г. Мурманска не предусмотрено.

13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Мероприятий по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии данной Схемой не предполагается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Существующая система водоснабжения/водоотведения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку воды к котельным г. Мурманска, согласно вышеуказанным аспектам, планирование новых решений водоснабжения/водоотведения существующих котельных не требуется.

13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Мурманска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Согласно пункту 13.6. предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения отсутствуют.

РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск приведены в таблицах 142 – 155.

Таблица 142 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	180,4	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,5	180,4	180,4	180,4	180,4
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,110	1,726	1,674	1,669	1,672	1,672	1,676	1,588	1,588	1,588	1,588
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,325	0,336	0,345	0,328	0,274	0,244	0,245	0,214	0,214	0,214	0,214
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	83,7	83,7	82,7	81,2	81,2	81,2	81,2	95,0	95,0	95,0	95,0
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	31	32	31,4	30,75	30,05	29,3	28,5	27,65	26,75	25,8	17,3
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%		3,04%	3,04%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	32,2%	16,3%	18,2%	0	0	0	0	0

Таблица 143 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	187,9	187,9	187,9	190,2	195,5	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3	198,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,52	1,81	2,05	2,04	1,97	1,97	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,240	0,257	0,255	0,261	0,267	0,267	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	103,69	103,69	102,41	100,04	101,42	101,42	101,42	101,42	101,42	101,42	101,42
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	31	32	31,4	30,75	30,05	29,3	28,5	27,65	26,75	25,8	16,3
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	-	3,06%	3,06%	3,05%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 144 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	174,5	177,8	186,5	186,4	186,4	186,6	187,0	181,8	178,1	178,1	178,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,29	2,14	1,68	1,69	1,73	1,72	1,73	1,84	1,84	1,84	1,84
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,157	0,161	0,151	0,158	0,158	0,158	0,158	0,190	0,222	0,222	0,222
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	96,82	96,82	96,31	92,76	92,31	93,44	93,44	69,07	69,07	69,07	69,07
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	35,00	34,25	33,45	32,60	31,70	30,75	29,75	28,70	27,60	26,98	20,7
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	-	1,93%	1,93%	1,92%	1,92%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 145 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»

Наименование показателя	ед.изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,252	2,252	2,272	2,305	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344	2,344
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,200	0,189	0,232	0,273	0,259	0,223	0,244	0,240	0,240	0,240	0,240
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	169,6	169,6	168,0	165,7	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9	162,9
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	37,2	36,3	41,4	40,6	39,3	38	36,6	35,2	33,7	32,1	37,2
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%		4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	7,0%	7,0%	6,6%	18%	36%	0	0	0	0	0

Таблица 146 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»

Наименование показателя	ед.изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,98	2,98	2,98	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,206	0,195	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	193,21	193,21	191,60	191,98	191,98	191,98	191,98	191,98	191,98	191,98	191,98
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28,65	28,20	27,70	27,15	26,55	25,95	25,35	24,75	24,15	23,55	17,6
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%		4,96%	4,96%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	13%	0	0	-	-	-	-	-	-

Таблица 147 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,071	0,071	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28	29	28	27	26	25	24	23	22	21	15
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%		4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 148 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,194	0,194	0,194	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80	190,80
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	51,18	47,18	43,09	38,91	34,64	30,27	25,82	21,27	16,64	16,00	16,5
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	-	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	0,00%	0,00%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 149 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	397,6	397,6	397,6	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7	185,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,35	0,35	0,35	0,35	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,141	0,141	0,141	0,260	0,258	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92	185,92
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,27	31,27	29,62	27,97	26,32	24,67	23,02	21,37	19,72	18,07	14,77
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%		1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%	1,21%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 150 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,145	0,145	0,145	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54	148,54
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 151 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	283,0	276,6	276,6	276,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м ²	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,161	0,165	0,165	0,165	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м ² *ч/Гкал	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	29,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0

Таблица 152 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед.изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	156,6	159,2	159,2	159,2	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,171	0,179	0,179	0,179	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	35
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 153 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед.изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	175,2	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,127	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286	1,286
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,156	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88	491,88
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,0	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	48,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 154 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 155 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	228,3	210,5	190,5	188,3	188,0	187,6	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,104	0,128	0,171	0,178	0,179	0,180	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены п.4.2 настоящего документа. Более подробно оценка экономической эффективности инвестиций и ценовые последствия для потребителей рассмотрены в п.12.4 Главы 12 Обосновывающих материалов.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии.

Можно сделать вывод о том, что выполнение мероприятий является целесообразным.

Относительный рост тарифа за расчетный период схемы теплоснабжения относительно 2022 года составит:

по котельным АО «Мурманская ТЭЦ»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 173 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 186%;
- без реализации мероприятий: 198%;

по котельным АО «МЭС»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1 и 2: 188,9%;
- без реализации мероприятий: 188%;

по котельной «Абрам-Мыс», сценарий 2б (у учетом инвестиционной инициативы):

- при реализации мероприятий по сценарию 2б: 17%;
- без реализации мероприятий: 79,9%;

по котельным АО «МЭС» (Росляково), сценарий 1 и 2 (у учетом инвестиционных инициатив):

- при реализации мероприятий: 188,9%;
- без реализации мероприятий: 188%;

по котельной ТЦ «Росляково Южное», сценарий 1:

- при реализации мероприятий: 22,1%;
- без реализации мероприятий: 77,9%;

по угольной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 68,3%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 15,3%;
- без реализации мероприятий: 87,5%;

по дизельной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 28,1%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 46,0%;
- без реализации мероприятий: 87,5%;

по котельной АО «ММТП» (сценарий 1 и 2):

- без реализации мероприятий: 107%;

по котельной АО «Завод ТО ТБО» (сценарий 1 и 2):

- без реализации мероприятий: 54%.

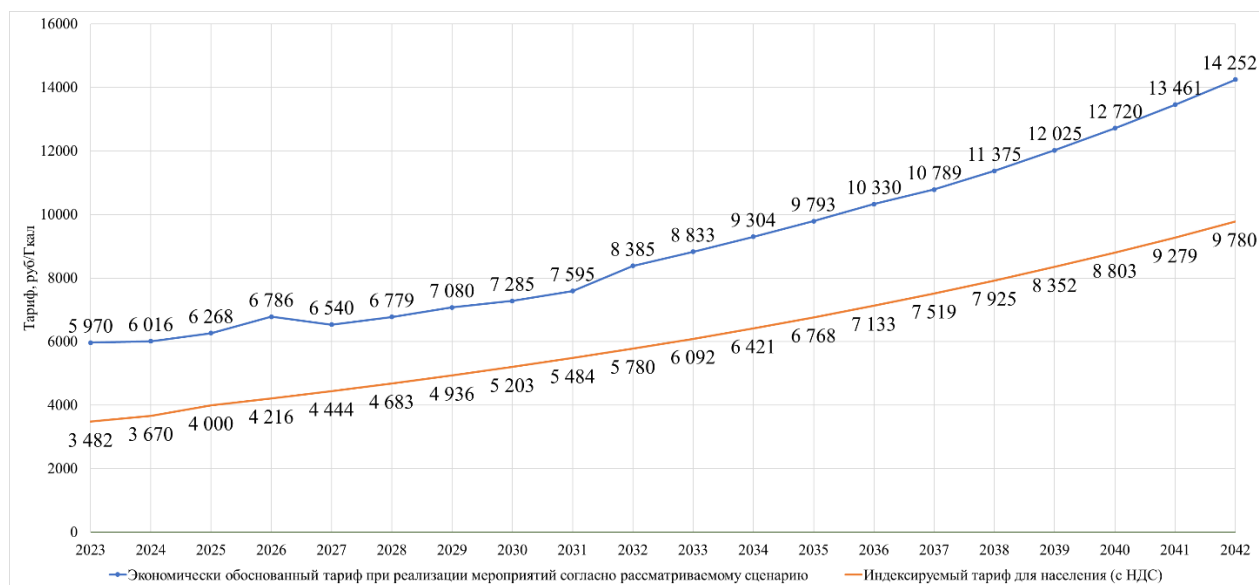


Рисунок 16. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)

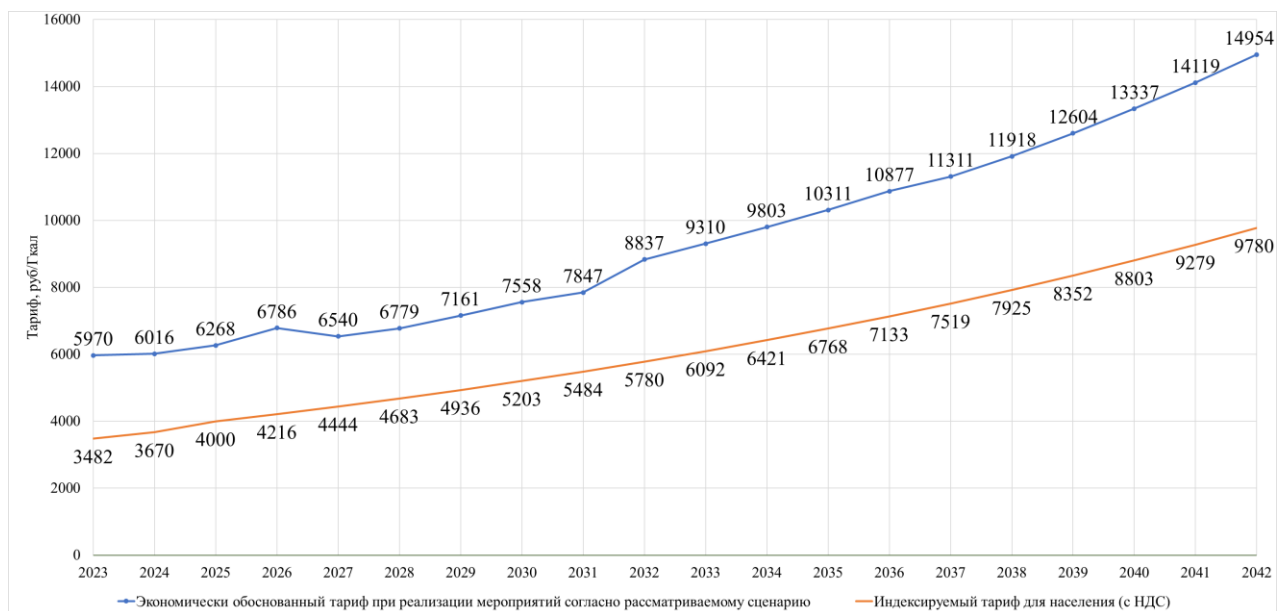


Рисунок 17. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)

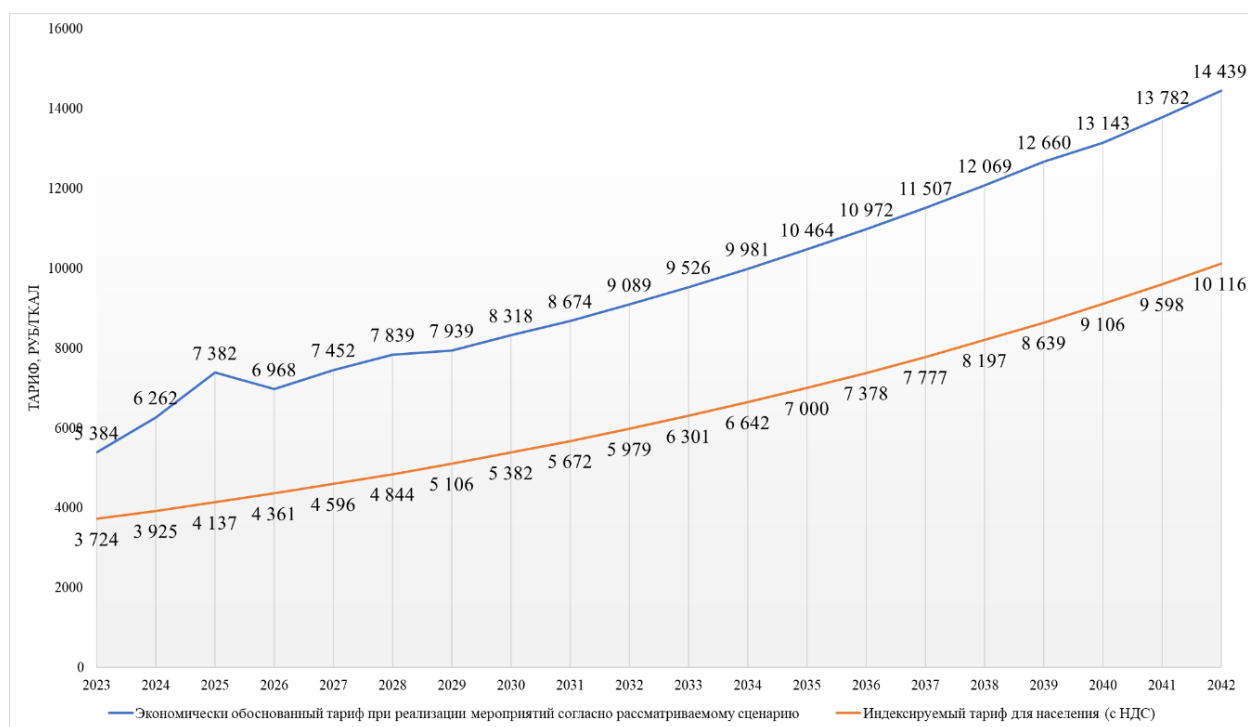


Рисунок 18. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

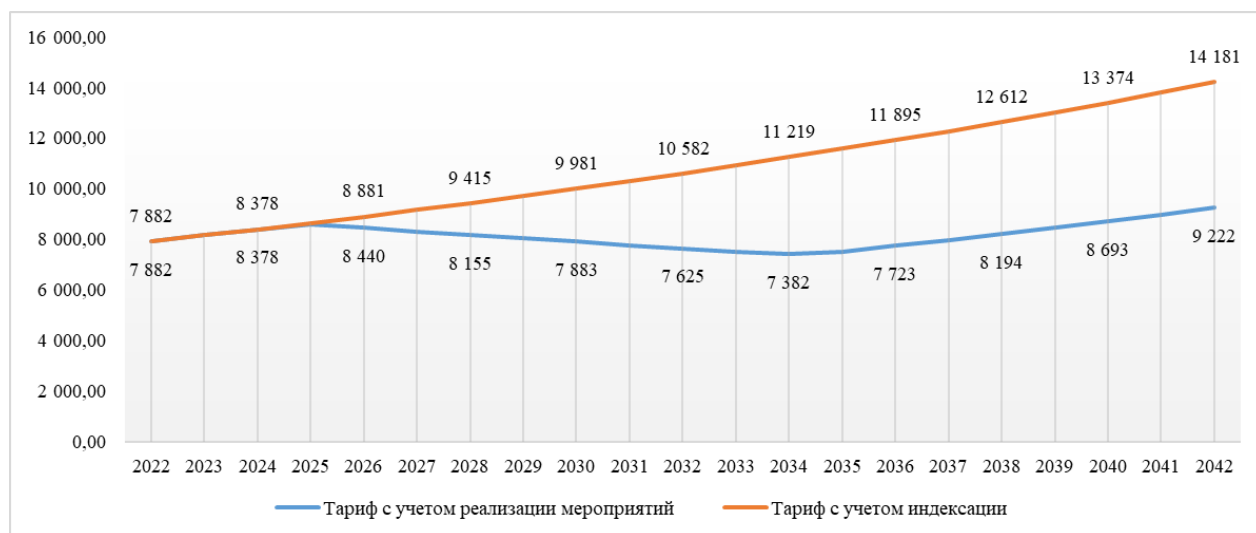


Рисунок 19. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей в зоне действия котельной «Абрам-Мыс» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2б и без них (с учетом индексации тарифа)

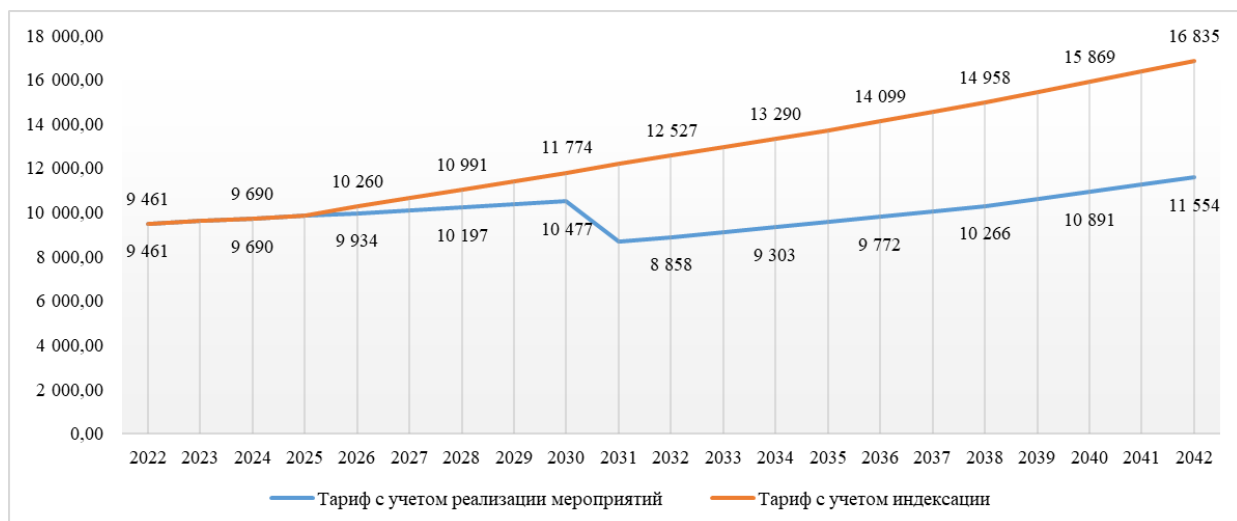


Рисунок 20. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

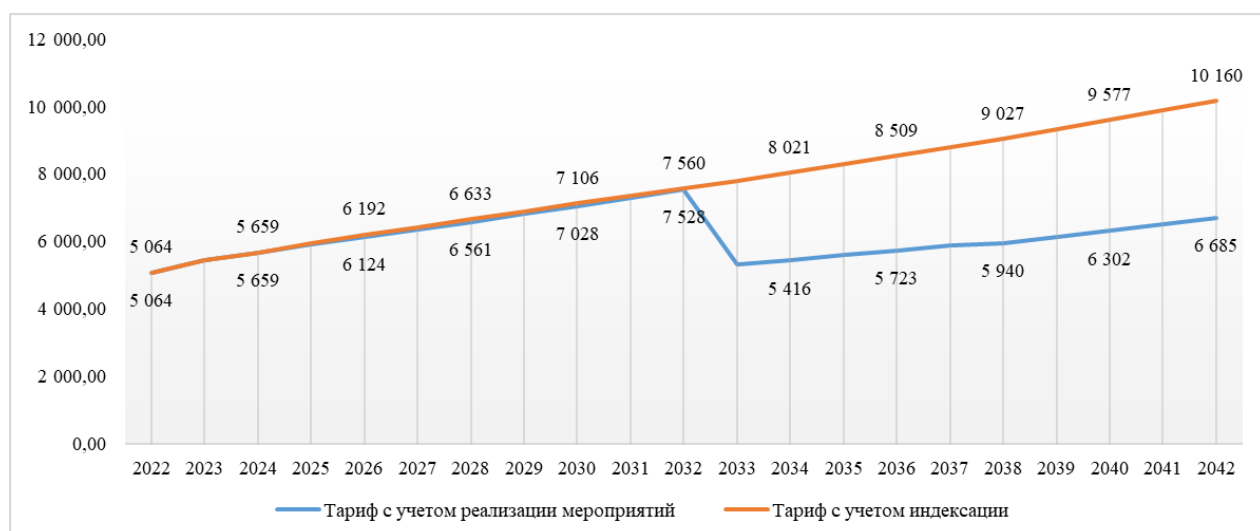


Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей котельной ТЦ «Росляково Южное» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

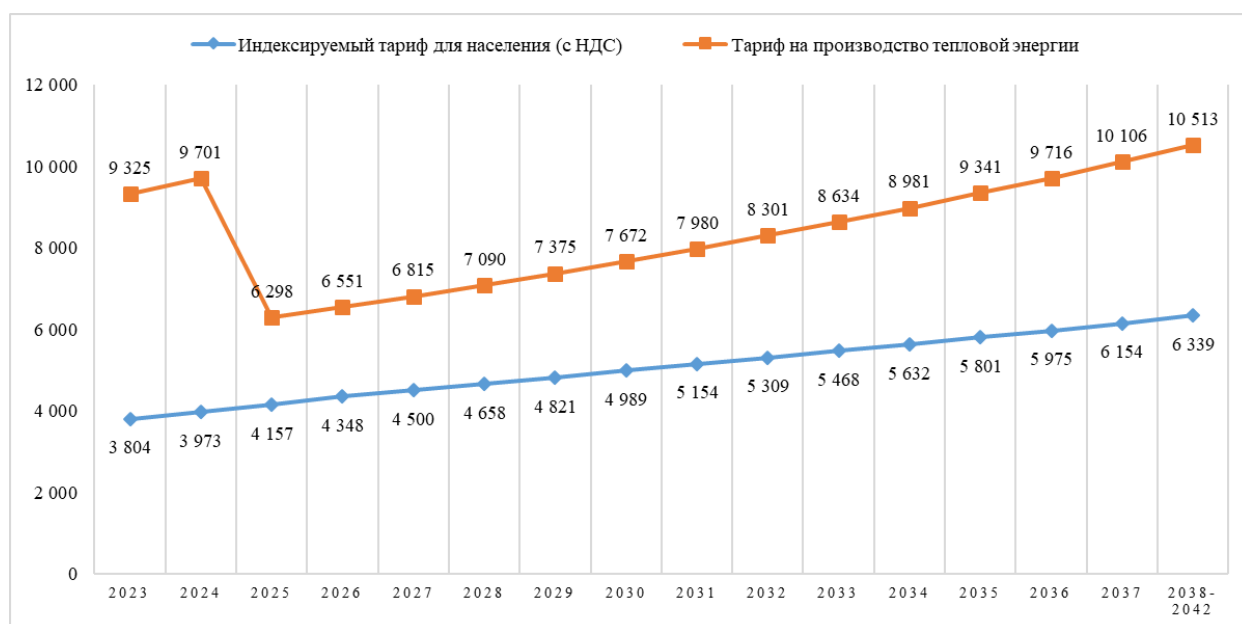


Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)

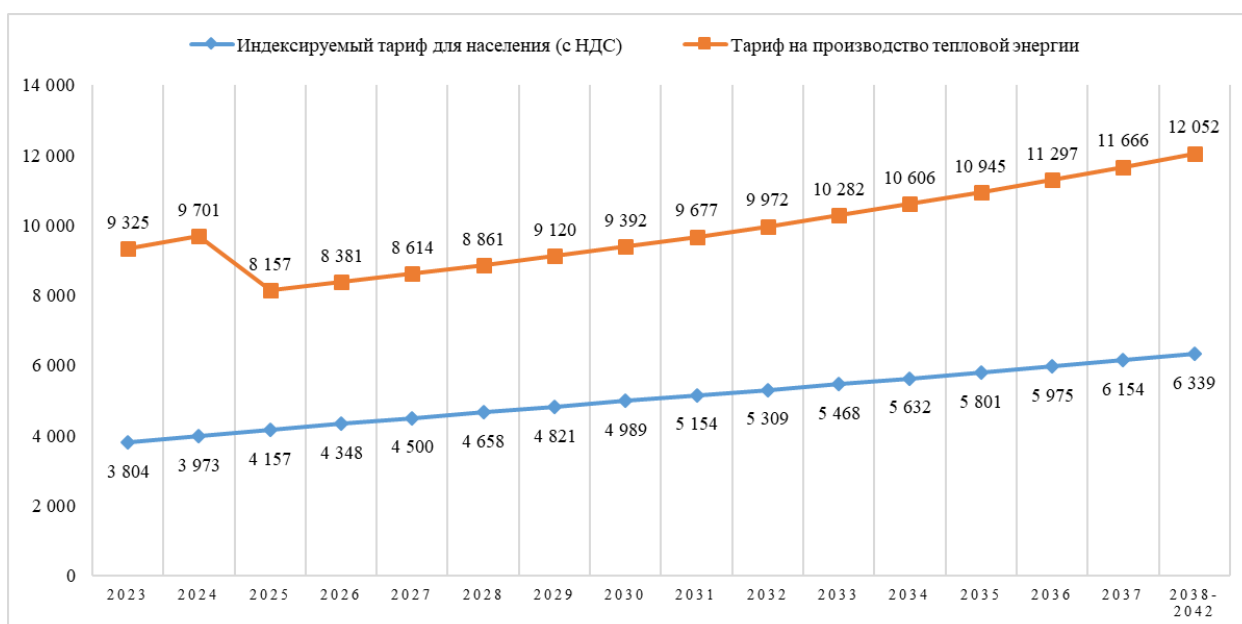


Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)

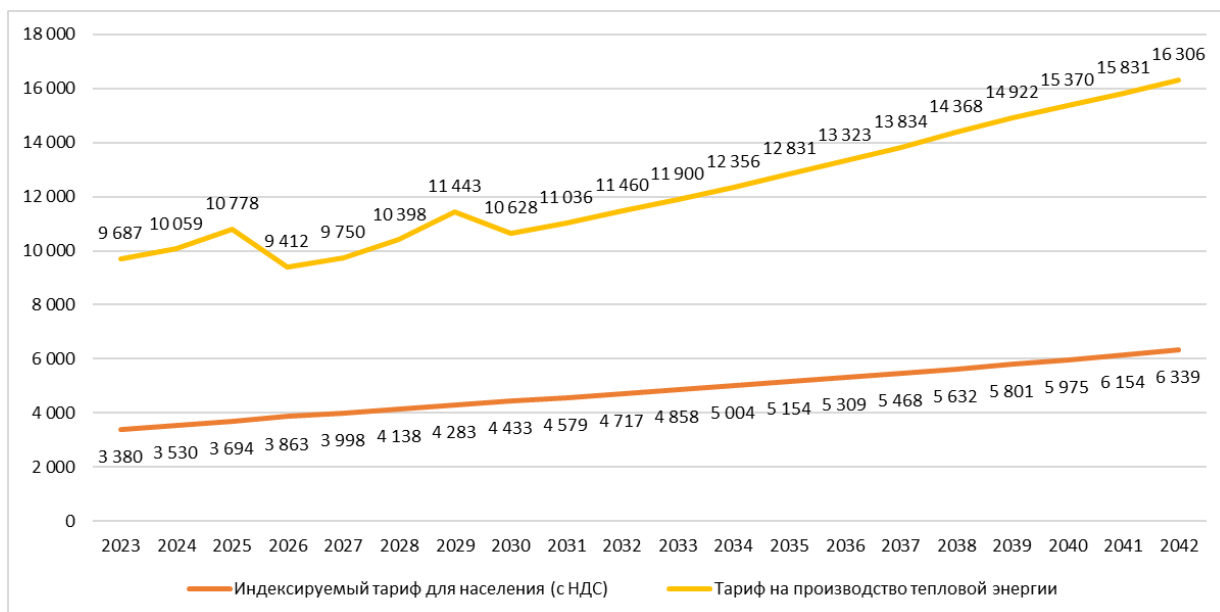


Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

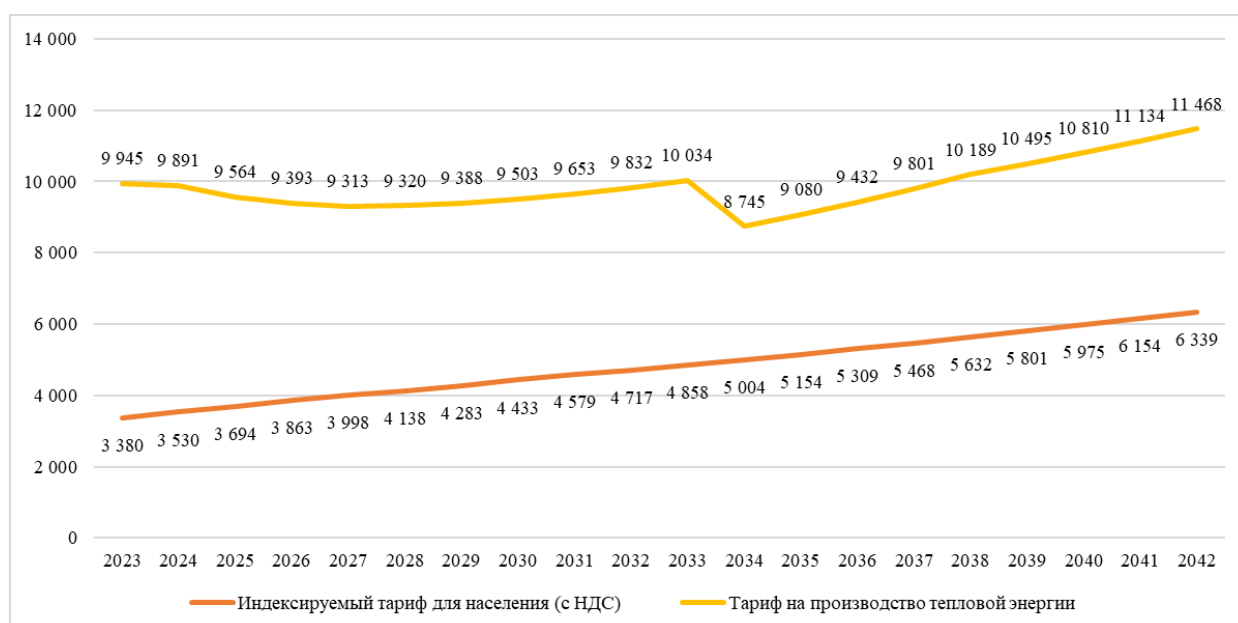


Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

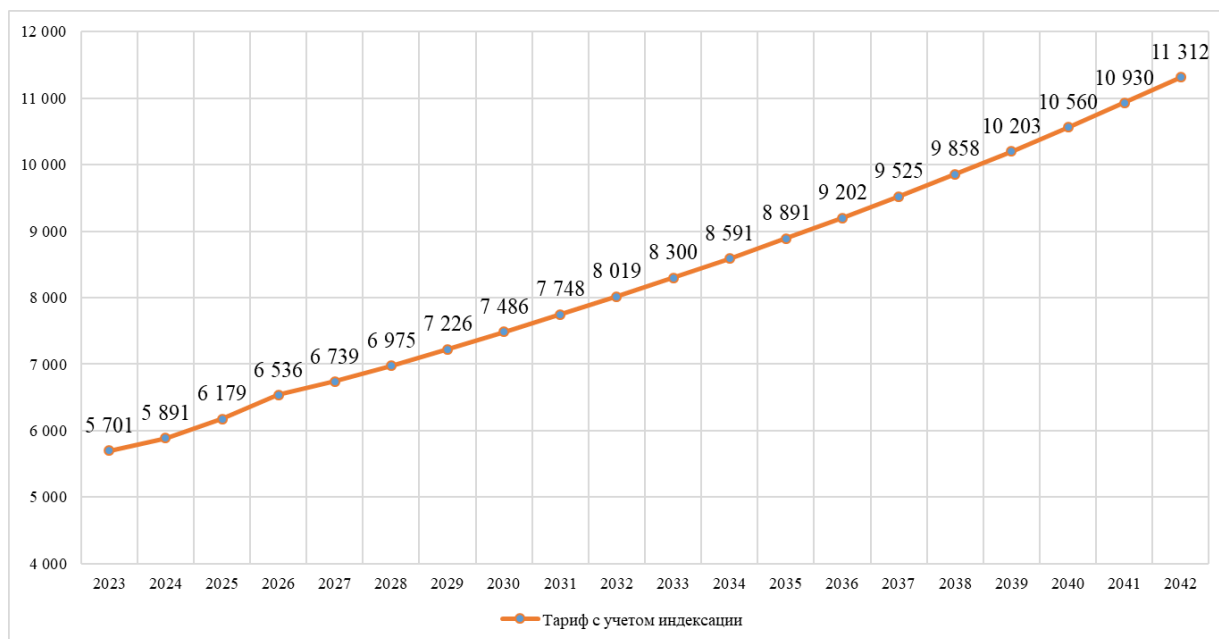


Рисунок 26. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценариям 1 и 2 (с учетом индексации тарифа)

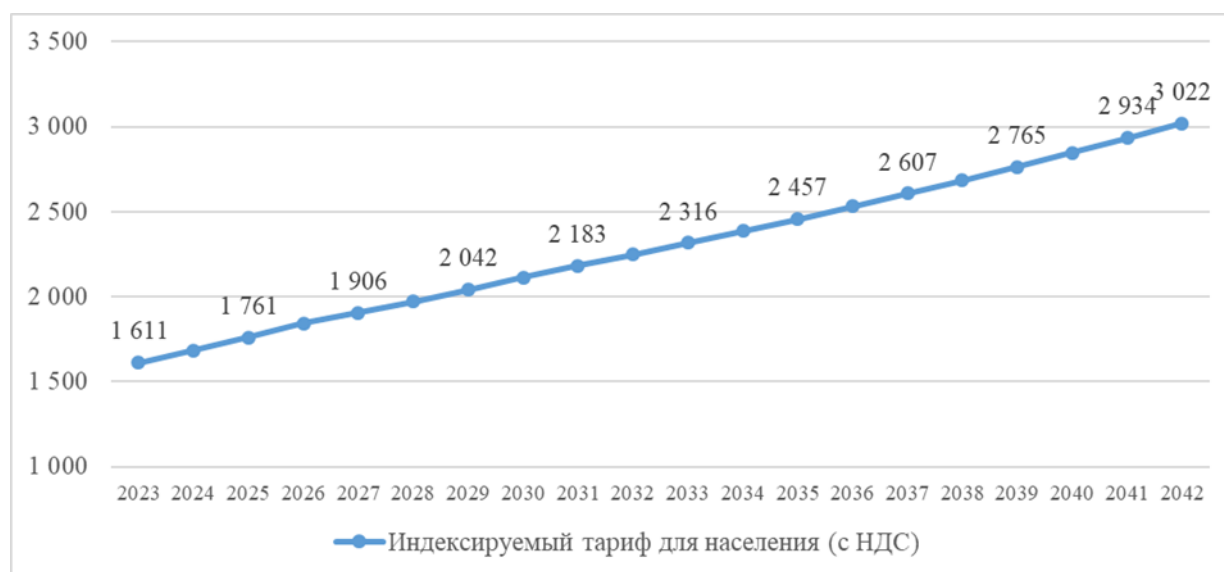


Рисунок 27. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной 22 по сценариям 1 и 2 (с учетом индексации тарифа)